



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN
AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

Ing. Luis Gustavo Monzón López

Asesorado por la M.Sc. Inga. Ismelda Isabel López Tohom

Guatemala, enero de 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN
AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. LUIS GUSTAVO MONZÓN LÓPEZ

ASESORADO POR LA M.SC. INGA. ISMELDA ISABEL LÓPEZ TOHOM

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, ENERO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera (a.i.)
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera (a.i.)
EXAMINADOR	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Carlos Alfredo Bój de León
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 07 de noviembre de 2022.

Ing. Luis Gustavo Monzón López

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.08.2024

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**, presentado por: **Ing. Luis Gustavo Monzón López**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.

Guatemala, enero de 2024

JFGR/gaoc



Guatemala, enero de 2024

LNG.EEP.OI.08.2024

En mi calidad de Directora de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA”

presentado por **Ing. Luis Gustavo Monzón López** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DIRECTORA
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA** del estudiante **Luis Gustavo Monzón López** quien se identifica con número de carné **201513785** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Msc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado

Oficina Virtual



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrados
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **"ANÁLISIS DE LA RESILIENCIA DEL SNI DE GUATEMALA ANTE UNA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA"** del estudiante **Luis Gustavo Monzón López** del programa de **Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné 201513785.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Inga. Isabel López Tohom
Cbl. 5943



Msc. Inga. Ismelda Isabel López Tohom
Colegiado No. 5943
Asesora de Tesis

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme dado la sabiduría y el conocimiento para poder finalizar una etapa más de mi vida.
Mis padres	Por haberme dado la vida, cuidarme y enseñarme a salir adelante a pesar de las dificultades de la vida, sin su apoyo incondicional no hubiera podido llegar hasta en donde estoy.
Mi esposa	Alejandra Morales por ser mi compañera de vida, mi motivación e inspiración para avanzar en mi carrera profesional.
Mi bebe	Lucia Valentina Monzón por impulsarme a mejorar cada día.
Mis hermanos	Rene, Gabriela y Emily Monzón por apoyarme y aconsejarme a lo largo de mi vida.
Mi Familia	A todos los miembros de mi familia, porque siempre hay un momento alegre o un consejo por compartir cada vez que nos reunimos y sus muestras de apoyo.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por permitirme formarme académicamente para tener herramientas en mi desempeño profesional.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme el conocimiento que me llevo a desarrollar con éxito este trabajo de investigación.
Pueblo de Guatemala	Por haberme brindado la oportunidad de una educación a nivel superior gratuita.
Mis amigos de la facultad	A todos mis amigos en general con los que he compartido buenos momentos y que en algún momento me apoyaron.
Mi asesor	M.Sc. Ing. Ismelda Isabel López Tohom, por haberme brindado su apoyo y consejos durante el desarrollo de este trabajo de graduación.
M.A. Inga. Ana Lucía Martínez	Por todo el apoyo brindado y los consejos durante la elaboración de este trabajo de graduación.
Amigos en general	Por compartirme su amistad, buenos momentos y alegrías.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XXIII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Teoría de la resiliencia.....	5
2.1.1. Modelos teóricos de la resiliencia	6
2.1.2. Modelo de estabilidad	6
2.1.3. Modelo de interferencia	7
2.1.4. Modelo de transformación	7
2.1.5. Modelo de expansión.....	7
2.2. Resiliencia en sistemas eléctricos	7
2.2.1. Definición	7
2.2.2. Tipos de resiliencia en sistemas eléctricos	8
2.2.3. Resiliencia operacional	8
2.2.4. Resiliencia de infraestructura.....	8
2.2.5. Métricas de resiliencia	9
2.2.6. Acciones de resiliencia	14

2.3.	Contingencias del SIN.....	14
2.3.1.	Definiciones.....	15
2.3.2.	Tipos de contingencias.....	15
2.3.3.	Riesgos de ocurrencia de contingencias.....	16
2.4.	Estabilidad y regulación de frecuencia.....	16
2.4.1.	Estabilidad angular.....	16
2.4.2.	Estabilidad ante pequeños disturbios.....	17
2.4.3.	Estabilidad ante grandes disturbios.....	18
2.4.4.	Estabilidad de frecuencia.....	18
2.4.5.	Límites de frecuencia.....	19
2.4.6.	Modelado de carga del sistema eléctrico.....	20
2.4.7.	Modelo del generador síncrono.....	20
2.4.8.	Regulación de frecuencia.....	21
2.4.9.	Regulación primaria.....	21
2.4.10.	Regulación secundaria.....	22
2.4.11.	Regulación de voltaje.....	22
2.4.12.	Regulación de carga.....	22
2.4.13.	Desconexión automática por baja frecuencia.....	23
2.4.14.	Tipos de respuesta ante la desviación de frecuencia.....	23
2.4.15.	Despacho de generación.....	24
2.5.	Esquema de protección.....	25
2.5.1.	Definición.....	25
2.5.2.	Clasificación de los sistemas de protección.....	25
3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
3.1.	Características del estudio.....	27
3.1.1.	Diseño.....	27
3.1.2.	Enfoque.....	28

3.1.3.	Alcance	28
3.2.	Unidad de análisis	29
3.2.1.	Variables.....	29
3.3.	Fases del desarrollo	31
3.3.1.	Fase 1. Revisión documental.....	31
3.3.2.	Fase 2. Recopilación de informes de desconexión automática de carga por baja frecuencia del 2020 al 2022.....	32
3.3.3.	Fase 3. Análisis de datos para determinar el tiempo y la carga afectada de la ocurrencia de eventos.....	33
3.3.4.	Fase 4. Análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar la relación del tiempo de recuperación con las operaciones implementadas	34
3.3.5.	Fase 5. Análisis cuantitativo y estadística descriptiva para obtener el área resiliente trapezoidal como indicativo de la cantidad de degradación de la resiliencia en las fases y su evolución en el tiempo.....	35
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	39
4.1.	Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2020.....	39
4.1.1.	Identificación de los eventos del 2020	39
4.1.2.	Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2020	41

4.1.3.	Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2020	42
4.1.4.	Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el periodo del 2020	43
4.2.	Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2021	44
4.2.1.	Identificación de los eventos del año 2021.....	45
4.2.2.	Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2021.....	46
4.2.3.	Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2021	47
4.2.4.	Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el año 2021	48
4.3.	Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2022	49
4.3.1.	Identificación de los eventos del año 2022.....	49
4.3.2.	Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2022.....	51
4.3.3.	Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2022	52
4.3.4.	Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el año 2022	54
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	57
5.1.	Identificación de eventos de desconexión automática en el periodo del 2020 al 2022	57

5.2.	Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia de los eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia.....	58
5.3.	Relación del tiempo de recuperación y las operaciones implementadas durante un evento de desconexión automática de carga	59
5.4.	Estimación del área resiliente trapezoidal como indicativo de la degradación de la resiliencia en las fases y evolución del tiempo	60
5.5.	Acciones preventivas y de mitigación para minimizar los tiempos de respuesta de la recuperación del sistema nacional interconectado de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia	60
CONCLUSIONES		63
RECOMENDACIONES.....		65
REFERENCIAS.....		67
APÉNDICES		71
ANEXOS.....		77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Curva trapezoidal con un evento perturbador.....	9
Figura 2.	Torque aplicado en el eje de un generador	17
Figura 3.	Relación entre frecuencia, carga y generación	20
Figura 4.	Relación de tiempos de maniobras realizadas en 2020.	42
Figura 5.	Relación de tiempos de maniobras realizadas en 2021	47
Figura 6.	Relación tiempos de maniobras realizadas en 2022	53

TABLAS

Tabla 1.	Descripción de las variables en estudio.....	29
Tabla 2.	Variables e indicadores.....	30
Tabla 3.	Eventos del 2020	39
Tabla 4.	Carga y tiempo afectado durante eventos del 2020	41
Tabla 5.	Estadística de regresión de los eventos del año 2020.....	43
Tabla 6.	Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado.	43
Tabla 7.	Eventos del año 2021	45
Tabla 8.	Carga y tiempo afectado durante eventos del 2021	46
Tabla 9.	Estadística de regresión de los eventos del año 2021.....	48
Tabla 10.	Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado.	48
Tabla 11.	Eventos del 2022	50
Tabla 12.	Carga y tiempo afectado durante eventos del 2022	52
Tabla 13.	Estadística de regresión de los eventos del año 2022.....	53
Tabla 14.	Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado.	54

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
δ	Ángulo de carga o ángulo del rotor
A_{rt}	Área trapezoidal de la resiliencia
$G_{i,s}$	Capacidad disponible de la central de generación i por escenario de contingencia
H	Constante de inercia
D	Constante de la relación entre la variación de frecuencia y el incremento de potencia
Λ	Degradación del nivel de resiliencia
$D_{n,s}$	Demanda conectada en n por escenario de contingencia
$\in$	Es elemento de
K_d	Factor de amortiguación
Hz	Hertz
H	Hora
ΔP_i	Incremento de potencia independiente de la frecuencia
$\int$	Integral
J	Momento de inercia
NS	Número de escenarios de contingencias
Φ	Pendiente de degradación
Π	Pendiente de restauración
%	Porcentaje
P_e	Potencia electromagnética

P_m	Potencia mecánica
ΔP_e	Relación entre el incremento de demanda total
R_{op}	Resiliencia operacional
R_{pdo}	Resiliencia post perturbación
R_{0o}	Resiliencia previa a la perturbación.
Σ	Sumatoria
E	Tiempo en el que sistema permanece degradado
T_{or}	Tiempo final de la restauración
t_{ee}	Tiempo final del evento
t_{oe}	Tiempo inicial del evento
t_{or}	Tiempo previo a la restauración del sistema
T_e	Torque eléctrico
T_m	Torque mecánico
$\Delta\omega$	Velocidad angular

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
APBI	Alta probabilidad bajo impacto.
BPAI	Baja probabilidad alto impacto.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
CTI	Cambios automáticos de topología por disparos en interruptores.
CTL	Cambio automático de topología por disparos de línea.
CTTT	Cambios automáticos de topología por disparo de transformadores.
DAC	Disparos automáticos de carga.
DAG	Disparo automático de generación.
DAI	Disparos automáticos de interruptores.

DAL	Disparo automático de línea.
DCE	Demanda de la carga.
DRM	Disparos y recierres monopolares.
ECC	Esquemas de desconexión o conexión automática de capacitores.
ECR	Esquemas complementarios de desconexión o conexión automática de reactores.
EDACBF	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia.
EOR	Ente Operador Regional.
FFR	Sistemas de respuesta de frecuencia rápida.
GEGC	Cantidad de capacidad de generación.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
Min	Minutos.
MW	Megavatio.

MWh	Megavatio-hora.
MW/h	Megavatio por hora.
NCO	Norma de Coordinación Operativa.
RRa	Reserva Rápida.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
VPP	Plantas virtuales de control remoto.

RESUMEN

Actualmente las amenazas del cambio climático y los desastres naturales tienen un gran impacto en los sistemas eléctricos de potencia afectando la continuidad del servicio de energía eléctrica. Hay algunos eventos con baja probabilidad de ocurrencia pero que han causado apagones generales a nivel mundial afectando la economía de los países, es por ello que la resiliencia en sistemas energéticos ha tomado importancia en los últimos años ya que define la capacidad de los sistemas para restaurarse ante disturbios de corta o larga duración.

El análisis de resiliencia combina diferentes métricas y metodologías para evaluar los eventos que afectan los sistemas eléctricos, los que se asocian principalmente a estudios de seguridad energética y confiabilidad del suministro. En estos estudios se evalúan las fases del desarrollo de una contingencia y su comportamiento en el tiempo midiendo la resiliencia en cada etapa a través de indicadores que ayudan a cuantificarla.

El objetivo de este estudio es analizar la resiliencia del Sistema Nacional Interconectado SNI de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia para proponer acciones preventivas que ayuden a minimizar los tiempos de recuperación ante estas contingencias, realizando un análisis de los tiempos de afectación del sistema, la cantidad de carga desconectada y las operaciones requeridas para equilibrar el sistema desde un estado degradado hasta un punto restaurativo.

También se realizan propuestas preventivas y de mitigación para las contingencias que activan los esquemas de protección de desconexión automática de carga por baja frecuencia con los datos obtenidos en función del crecimiento del Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de contar con respuestas operativas más confiables y selectivas al momento de una falla de este tipo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el Sistema Nacional Interconectado existen parámetros que determinan las condiciones adecuadas para un correcto funcionamiento, en condiciones normales el sistema opera según la planificación de la operación; ante una contingencia que afecte la estabilidad de la red, actuarán diferentes sistemas de protección automática para preservar la seguridad de este. Para esto se programa la coordinación de los elementos de protección de tal manera que los puntos de actuación sean menos críticos en cuestiones de pérdidas de carga o pérdidas de generación que se representan en dinero.

- Contexto general

El 18 de mayo del 2022 a las 18:46 horas, según el informe sobre evento en el sistema regional publicado por el Administrador del Mercado Mayorista AMM, ocurrió una falla en el Sistema Eléctrico Regional SER que dio lugar a la desconexión de la interconexión con México y pérdidas en las importaciones, esta desconexión provocó a su vez un desbalance entre generación y demanda del SER, que derivó en una baja en la frecuencia que activó los esquemas de protección que separa las áreas de control con los sistemas regionales.

Estos eventos en conjunto provocaron la actuación de los esquemas de la 4ª etapa de protección del sistema eléctrico de Guatemala, en la que se desconectaron 389 MW de carga de 1850 MW que se estaban despachando. Dentro de las maniobras realizadas para el restablecimiento del Sistema Eléctrico Nacional SNI se recurrió a la generación de reserva rápida (RRa) y se sincronizó con México para continuar con las importaciones programadas, restableciendo la

demanda de las distribuidoras a las 19:23 horas. Derivado de este evento, resalta la vulnerabilidad del sistema nacional interconectado por contingencias o perturbaciones que ocasionan desconexiones automáticas de carga con ocurrencia en el Mercado Eléctrico Regional MER.

- Descripción del problema

Ante la vulnerabilidad climática en Centroamérica y el caribe, la modificación de los patrones hidrológicos provocan mayores números de sequías e intensas lluvias asociadas a tormentas tropicales, huracanes, ciclones y el fenómeno de temperaturas oceánicas fluctuantes en el pacífico ecuatorial (El niño-Oscilación Sur).

La importancia de mantener el suministro de energía eléctrica ante condiciones anormales en el país, además del crecimiento del mercado eléctrico de forma competitiva a nivel regional, tomando en cuenta el desarrollo económico de Guatemala, hacen que la operación del Sistema Eléctrico Nacional sea más compleja minimizando los tiempos de interrupción a un menor costo, por lo que conocer el comportamiento del mismo antes, durante y después de una contingencia tal que afecte la operativa es importante para la toma de decisiones de una manera óptima.

Partiendo de lo anterior se pretende analizar la resiliencia del mercado eléctrico de Guatemala, derivado de una contingencia que conlleve a una desconexión automática de carga, desde una perspectiva operativa con la finalidad de proponer mejoras o analizar si el esquema actual se adapta a las necesidades del mercado eléctrico nacional.

- Formulación del problema

A continuación, se presentan las principales problemáticas que generaron la necesidad de realizar este estudio.

- Pregunta central

¿Se pueden minimizar los tiempos de recuperación del Sistema Nacional Interconectado SNI ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia a través del análisis estadístico de curvas de resiliencia?

- Preguntas auxiliares

Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuántos eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia ocurrieron en el periodo del 2021 al 2022?
- ¿Cuál es la cantidad de carga afectada y los tiempos de duración de un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia?
- ¿Cómo se relacionan las operaciones con el tiempo de recuperación del Sistema Nacional Interconectado para regular la frecuencia durante un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia?

- ¿Cuál es el área resiliente trapezoidal del Sistema Nacional Interconectado ante un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia?
- Delimitación del problema

A continuación, se presenta la delimitación contextual, geográfica e histórica del problema de investigación.

- Delimitación contextual

Actualmente el sector energético se encuentra ante cambios significativos derivados de los efectos del cambio climático, por lo tanto, se ven expuestos y vulnerables ante contingencias y perturbaciones que afecte el suministro de energía. Las exigencias de mantener un servicio continuo conllevan a implementar nuevas tecnologías y modelos de negocio para establecer un sistema eléctrico de potencia variable y flexible.

En la práctica, no es realista garantizar que el suministro eléctrico nunca será interrumpido. La infraestructura siempre podrá ser más resistente, pero habrá un costo. Lo anterior hace referencia a la necesidad de replantearse si los sistemas actuales son lo suficientemente resilientes tal que garanticen que, ante una contingencia o una eventualidad, el tiempo de recuperación y las pérdidas económicas sean mínimas.

El análisis de la resiliencia del Sistema Nacional Interconectado se contextualiza en las contingencias que conlleven a la desconexión automática de carga por baja frecuencia que han ocurrido en los últimos años en Guatemala,

los que son necesarios ser estudiados en los que se involucran diferentes variables: tiempo, potencia, energía y las transacciones regionales.

- Delimitación geográfica

Para el estudio se utilizarán datos del AMM por lo que la delimitación geográfica se estableció en Guatemala y el efecto que se produce en las transacciones regionales.

- Delimitación Histórica

En los últimos años ha ganado importancia la preocupación por la calidad de la energía eléctrica, ante los efectos de los cambios climáticos en Guatemala no hay estudios que determinen la resiliencia del Sistema Nacional Interconectado por contingencias que interrumpan el suministro de energía eléctrica, por lo que a decisión del investigador se utilizó un muestreo por conveniencia para la delimitación histórica tomando como base los informes por desconexión automática de carga del esquema de baja frecuencia de Guatemala en el periodo del año 2020 al 2022.

OBJETIVOS

General

Proponer acciones preventivas y de mitigación para minimizar los tiempos de respuesta de la recuperación del sistema nacional interconectado de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia, a través de la obtención de las curvas de resiliencia operacional.

Específicos

1. Identificar los eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el periodo del 2020 al 2022 recopilando información de acceso público.
2. Determinar la cantidad de carga afectada y el tiempo de ocurrencia de los eventos de una desconexión automática de carga por baja frecuencia.
3. Relacionar el tiempo de recuperación con las operaciones implementadas durante un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia.
4. Estimar el área resiliente trapezoidal, que indica la cantidad de degradación de la resiliencia en las fases y su evolución en el tiempo desde el nivel pre-perturbación hasta el nivel restaurativo.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El estudio es del tipo no experimental, dado que, que se observan los eventos en un entorno natural, con el fin de analizar los datos, además no se posee control de las variables al ser hechos ya ocurridos, en este sentido no se puede manipular la información dentro de este estudio.

El enfoque es cuantitativo, teniendo un alcance exploratorio, ya que tiene como objetivo principal, proponer acciones preventivas y de mitigación para minimizar los tiempos de recuperación del sistema nacional interconectado de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia a través de la medición de la resiliencia, dado que no se cuentan con estudios previos del nivel de resiliencia en el país este tema tiene una perspectiva innovadora que ayudará a futuras investigaciones de resiliencia en el sistema eléctrico de Guatemala.

La población del estudio serán las contingencias por baja frecuencia en las que se reguló la frecuencia a través de una desconexión automática de carga en el Sistema Nacional Interconectado, analizando la pérdida de carga y el tiempo de duración de dichos eventos, las variables del estudio son:

- Resiliencia
- Regulación de frecuencia
- Cantidad de carga desconectada
- Duración de las contingencias
- Despacho de generación
- Contingencias

La primera fase consistió en la revisión documental del problema de investigación. Para esta fase se recopiló y analizó diferentes estudios de la resiliencia aplicada a sistemas energéticos.

La segunda fase consistió en la recolección de información. En esta fase se recolectó toda la información relevante para el análisis de la investigación a través de las diferentes páginas con información de acceso público.

La tercera fase consistió en la identificación de los tiempos y carga afectada durante un evento de baja frecuencia para realizarlo se utilizó la información descargada de los informes del PosDepacho consultados en los resultados de operación diaria del Administrador del Mercado Mayorista AMM desde el 2020 al 2022.

La cuarta fase consistió en calcular la correlación entre los tiempos de recuperación y las operaciones necesarias para compensar el desbalance entre la generación-demanda, utilizando el coeficiente de correlación de Pearson y los tiempos de ingreso de Reserva Rápida RRa, el cierre de interconexión con México y la recuperación de la carga desconectada.

La quinta fase consistió en definir las curvas de resiliencia operacional para determinar el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado SNI desde el punto pre-perturbación, post perturbación y el estado restaurativo, para determinar el área resiliente que indica la cantidad de degradación de la resiliencia, para realizarlo se utilizó como base la carga y el tiempo antes, durante y después de una contingencia que conlleve a la actuación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia.

INTRODUCCIÓN

La teoría de resiliencia se ha utilizado en diferentes disciplinas y ha tomado relevancia no solo para preservar las características de un sistema también para fortalecerse ante eventualidades contrarias al funcionamiento de este; en los últimos años derivado de los cambios climáticos este concepto también se ha aplicado a sistemas eléctricos, con la finalidad de tomar medidas para reducir impactos negativos en la infraestructura y operación de la red eléctrica.

Este estudio se enfoca en analizar la resiliencia del Sistema de Interconexión Nacional SNI de Guatemala frente a una contingencia que resulte en una desconexión automática de carga debido a una baja frecuencia. Se examina el comportamiento del sistema antes, durante y después de que ocurra una falla con el objetivo de proponer mejoras que reduzcan al mínimo el tiempo de recuperación del sistema.

En el primer capítulo se presentan los estudios previos que muestran la importancia de realizar investigaciones asociadas a temas de resiliencia en sistemas eléctricos, en donde se muestran los riesgos a los cuales estos se ven expuestos y las soluciones que se han propuesto para mantener la estabilidad en el funcionamiento de las redes eléctricas.

En el segundo capítulo se muestran los conceptos asociados a la investigación a través del marco teórico, en el que se refuerza la teoría de la resiliencia y las ecuaciones necesarias para cuantificarla. Además, se muestra el funcionamiento de forma general de un sistema eléctrico, para comprender la estabilidad y las respuestas ante contingencias que alteran su operación normal,

así mismo algunos de los sistemas de protección y las nuevas tecnologías que se pueden aplicar para aumentar la robustez de este.

En el tercer capítulo se analiza la metodología a seguir para resolver la problemática que se plantea, además se presentan las técnicas de estudio que se utilizará para la recolección y el análisis de los datos que servirá para mostrar los resultados con los que se puedan concluir las propuestas y recomendaciones en base a la teoría presentada.

En el cuarto capítulo se presentan los resultados del análisis de la evaluación de estos, realizando gráficas y comparaciones con la finalidad de concluir y dar respuesta a la problemática planteada además resaltar la importancia de incluir este tipo de estudio en el mercado eléctrico de Guatemala.

Por último, en el quinto capítulo se discuten los resultados obtenidos con base a los objetivos planteados en esta investigación. También se describen los aspectos importantes a considerar, así como las principales contingencias que activan el esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado SNI.

1. ANTECEDENTES

El análisis de la resiliencia en sistemas eléctricos es un concepto relativamente nuevo por lo que aún no existe una definición clara. Sin embargo, de forma general analiza la resistencia de un sistema y como este es capaz de recuperarse rápidamente ante contingencias que afecten su operación normal además de adaptarse para futuras contingencias.

En cuanto a la operación y planificación resiliente de redes de transmisión de energía eléctrica, Cruz (2018) modela los riesgos a los cuales se ven expuestos los sistemas eléctricos desde la generación hasta la transmisión, analizando que tan probable es que ocurran los eventos. Dado que esta investigación se desarrolló en Chile, se analizaron los escenarios en los que el sistema se encontraban operando de forma óptima, pero bajo condiciones de actividad sísmica que someten a este país, los cuales buscaban determinar el impacto a la red considerando los elementos más susceptibles a fallar para aumentar la resiliencia de la infraestructura del sistema ante estos eventos, considerándolos como parte en los planes de expansión.

Si bien es cierto, en Centro América los sistemas eléctricos son más afectados por las variaciones climáticas, se puede analizar la resiliencia actual del SIN para proponer mejoras en la estructura, tal que ante eventualidades que afecten la operación normal se pueda recuperar rápidamente a un costo mínimo de operación.

Según Paredes et al (2020) la resiliencia en sistemas eléctricos se divide en dos áreas de estudio: la resiliencia operacional y la resiliencia de

infraestructura. La resiliencia operacional se refiere a la garantía con la cual los sistemas eléctricos de potencia trabajarán de manera ininterrumpida ante una contingencia, mientras que la resiliencia de infraestructura se refiere a la resistencia física de los equipos que conforman un sistema, tal que sea capaz de minimizar los daños.

Dentro de este estudio se analizan tres fases de la resiliencia en una curva trapezoidal: la fase I en donde se inicia con la perturbación del sistema, la fase II en la cual el sistema se encuentra en un estado degradado y la fase III la cual es el estado de recuperación tanto para la resiliencia operacional como para la resiliencia de infraestructura.

Las desconexiones de carga por contingencias de baja frecuencia en el sistema nacional interconectado de Guatemala y los efectos de los cambios climáticos demuestran la importancia de realizar estos estudios con la finalidad de determinar los impactos del funcionamiento anormal del sistema, evaluando los daños, la severidad de las contingencias por baja frecuencia y las acciones de recuperación del sistema después de las perturbaciones.

En el artículo del encuentro Internacional de educación en ingeniería titulado *Resiliencia y vulnerabilidad de sistemas eléctricos* publicado en 2021 se realiza un análisis del comportamiento en sistemas eléctricos ante eventos que amenazan el funcionamiento normal de la red, estableciendo algoritmos de gestión, los cuales proponen estrategias y secuencias en la operación. Durante el estudio se simulaban escenarios de eventos que se pueden presentar en los sistemas eléctricos principalmente los del tipo APBI (alta probabilidad bajo impacto) asociados a las fallas propias de los equipos por envejecimiento, corrosión, suciedad, entre otros; y, las fallas del tipo BPAI (baja probabilidad alto impacto) relacionados a los efectos de las condiciones climáticas y los desastres

naturales. El estudio propone utilizar plantas virtuales o VPP para el control remoto y la regulación de la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento y la carga controlada de los usuarios como una propuesta de solución (Cárdenas, 2021).

La infraestructura del sistema nacional interconectado de Guatemala constantemente se encuentra en crecimiento, por lo que incursionar en nuevas investigaciones asociadas a la calidad del servicio en cumplimiento a las políticas planteadas, ayudarán a las propuestas de los planes de acción para regular la reducción de la vulnerabilidad de este, utilizando este tipo de tecnologías para la mejora en la operación.

En el trabajo de Dai, et al. (2022)abordan la evaluación de riesgos de fallas en cascada de sistemas de potencia analizan cómo la integración de las fuentes de energía renovable da como resultado una reducción de la inercia del sistema y una menor capacidad para contener la frecuencia tras perturbaciones; lo que hace que el sistema sea más vulnerable a fallas de este tipo. Es decir, que la creciente inserción de fuentes de energía renovable tiene un gran impacto en la operación de los sistemas eléctricos y además en la evaluación de riesgos en cascada.

Como solución para mantener la estabilidad de la frecuencia Dai, et al. (2022) proponen la utilización de sistemas de respuesta de frecuencia rápida (FFR) que proporcione soporte a la frecuencia suplementaria complementando el control de frecuencia primaria. Además, ven la importancia de considerar los servicios auxiliares asociados con la regulación de frecuencia al realizar un análisis de fallas en cascada en redes que contengan bastantes fuentes de energía renovable con la finalidad de mejorar la respuesta de frecuencia en la operación. Guatemala es un país que cuenta con una diversidad de fuentes de

generación, por lo que es importante realizar un análisis de la estabilidad del sistema ante contingencias por baja frecuencia para tomar mejores decisiones en los diseños de los planes de expansión, que incluyan estos tipos de estudios para el futuro del país.

En la publicación de Carrington et al. (2020) cuantifican la resiliencia de un sistema de distribución en base al desempeño histórico, a través de la extracción de curvas de resiliencia asociadas a la duración de las fallas, la tasa de recuperación promedio y la cantidad de componentes fallados de forma simultánea. Con base a estos datos se examinan las estadísticas de resiliencia para eventos pequeños, medianos y de gran magnitud con la finalidad de predecir y delimitar futuros eventos de fallas hasta con un 95 % de confiabilidad.

Para el análisis de este estudio se utilizarán los datos del PosDespacho publicados por el Administrador del Mercado Mayorista AMM y las cargas que fueron desconectadas por cada distribuidora, con la finalidad de la extracción de curvas de resiliencia asociada a cada uno de los eventos, determinando el impacto económico que se generó y las acciones que se realizaron para minimizar los impactos.

2. MARCO TEÓRICO

En eventos de baja probabilidad, pero alto impacto, como las desconexiones automáticas de carga por baja frecuencia, resulta necesario definir algunos conceptos que permitan comprender importancia del tema de Resiliencia en el sistema eléctrico de Guatemala. La comprensión de este concepto a nivel global es fundamental, ya que el estudio de la resiliencia busca incrementar la estabilidad de los sistemas energéticos y cumplir con las exigencias de confiabilidad y calidad. Además, su análisis resultará útil para crear estrategias, recomendaciones, hacer propuestas para minimizar los impactos.

2.1. Teoría de la resiliencia

La teoría de la resiliencia hace referencia al comportamiento de los sistemas antes, durante y después de una perturbación, inicialmente este concepto se centraba en el comportamiento de sistemas ecológicos según Bernhard & Johannes et al. (2019). En la comprensión moderna el término de resiliencia se incluyó en aspectos sociales de un sistema, la ciencia de los materiales y en las redes informáticas, sin embargo, como consecuencias de los cambios climáticos el concepto se amplió a sistemas energéticos.

La resiliencia en sistemas eléctricos busca ser explicada a través de diferentes teorías y metodologías por lo cual no existe una definición única. Para tomar una conceptualización de la resiliencia Bösch et al. (2017) clasifica el tema en cuatro modelos diferentes para dar una explicación porque los conceptos y las teorías difieren entre sí, descubrieron que la aplicación de la resiliencia se puede utilizar para categorizar diferentes aplicaciones. Algunas de las teorías

exponen la resiliencia como un concepto o como una cantidad medible, Bösch et al. (2017) demuestra que no existe una aplicación unívoca de esta teoría es decir que algunos investigadores utilizan la resiliencia como un concepto cualitativo mientras que otros lo hace de forma cuantitativa; en esta investigación se analizará la resiliencia desde una perspectiva medible del sistema eléctrico de Guatemala.

2.1.1. Modelos teóricos de la resiliencia

Para el análisis teórico de los modelos de la resiliencia Bösch et al. (2017) los clasifica en: “modelo de estabilidad, modelo de interferencia, modelo de transformación y modelo de expansión” (pp. 216-224).

2.1.2. Modelo de estabilidad

Este modelo se enfoca en la preservación y la estabilidad de los sistemas, en las que se analizan las amenazas potenciales en las condiciones del funcionamiento de estos.

Este estudio de investigación se enfoca en el modelo de estabilidad ya que se pretende analizar la estabilidad del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala ante una contingencia que conlleve a la desconexión automática de carga por baja frecuencia, que es una amenaza potencial en la condición del funcionamiento de este, con la finalidad de proponer mejoras en el mismo para minimizar los impactos que estos generan en la red.

2.1.3. Modelo de interferencia

En este modelo analiza la interferencia externa con los sistemas y centra la comprensión en la estructura en cuestión de mantenerse funcional en relación con su entorno.

2.1.4. Modelo de transformación

Este modelo investiga la resistencia del sistema ante las transformaciones de su entorno a través de procesos.

2.1.5. Modelo de expansión

El modelo de expansión se enfoca en la reacción del sistema a través de los cambios de este. Es decir que no presta atención en el entorno si no en los cambios del propio sistema.

2.2. Resiliencia en sistemas eléctricos

A continuación, se muestra la definición y tipos de resiliencia en sistemas eléctricos de potencia.

2.2.1. Definición

Según Vugrin et al. (2017) definen la resiliencia en sistemas de potencia como la capacidad de continuar operando y suministrando energía, aunque hayan ocurrido interrupciones con baja probabilidad de ocurrencia, pero con altas consecuencias tales como huracanes, terremotos y ataques cibernéticos. En la publicación *seguridad y resiliencia de la infraestructura crítica de la directiva de*

política presidencial en el 2013 citada por Xu, et al. (2018) el objetivo de estudiar la resiliencia en sistemas eléctricos es manejar de forma ideal la red tal que las consecuencias potenciales sean mínimas, así como la mejora en la recuperación, las medidas de preparación para futuros eventos y los análisis de gestión para desarrollar redes más robustas.

Las exigencias actuales de la calidad del servicio han llevado a que diferentes sectores incrementen los esfuerzos por desarrollar sistemas eléctricos capaces de mantenerse en función ante perturbaciones, es decir sistemas energéticos sostenibles.

2.2.2. Tipos de resiliencia en sistemas eléctricos

Como se mencionó al principio de este capítulo, los temas de resiliencia son relativamente nuevos, sin embargo, según Paredes et al. (2020) existen dos tipos de resiliencia para sistemas eléctricos:

2.2.3. Resiliencia operacional

Este tipo de resiliencia se enfoca en las operaciones previas, durante y después de un evento o contingencia relevante que se realizaron con la finalidad de reducir la potencia afectada o bien el tiempo de reconexión de las instalaciones afectadas. Esta investigación se enfoca en el análisis de la resiliencia operacional del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

2.2.4. Resiliencia de infraestructura

Este tipo de resiliencia abarca la resistencia física de un sistema eléctrico tal que al verse afectado sus elementos constructivos por daños, averías o

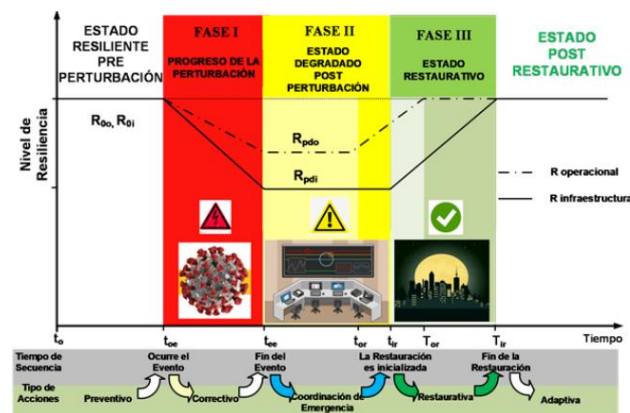
colapsos existe la garantía de aislar parte del sistema para que no se afecte la continuidad del servicio eléctrico.

2.2.5. Métricas de resiliencia

Las métricas de la resiliencia están asociadas a diferentes estudios que permiten evaluar el desempeño y la respuesta de la red durante las diferentes fases de un evento. Algunos de estos estudios incluyen la medición de la resiliencia como una diferencia entre la capacidad del sistema en pleno funcionamiento y su capacidad después de ocurrir un evento, también se pueden incluir la relación del área entre curvas del rendimiento real y el planificado, además de la proporción recuperada desde un estado interrumpido. En la mayoría de estos estudios se modelan a través del llamado triángulo de resiliencia representado en la figura 1.

Figura 1.

Curva trapezoidal con un evento perturbador



Nota. El gráfico muestra los diferentes niveles de la resiliencia ante una contingencia de la red. Obtenido de Paredes et Al (2020). *Revista Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha.*

En la figura 1, se cuantifican los niveles de la resiliencia de un sistema de potencia eléctrico a través de indicadores, durante la ocurrencia de una contingencia y su comportamiento en función del tiempo. Además, se muestran cómo se cuantifican los niveles de la resiliencia operacional y de infraestructura que no necesariamente son iguales. Es importante mencionar las tres fases de la curva trapezoidal las cuales son:

- Fase I: en esta fase el sistema se encuentra en el proceso de la perturbación, de aquí se puede saber el tiempo que transcurre la falla como la diferencia entre el tiempo inicial y el tiempo final de la falla. A partir de esta fase los niveles de resiliencia se reducen desde un nivel previo de la perturbación hasta un nivel post perturbación.
- Fase II: en esta fase el sistema se encuentra en estado degradado un momento después de ocurrida la falla, durante esta fase se puede obtener el tiempo de degradación del sistema como la diferencia entre el tiempo después de la contingencia y el tiempo antes de iniciar el proceso de restauración, los niveles se mantienen en un estado post perturbación.
- Fase III: en esta fase el sistema se encuentra restaurando tanto para la resiliencia operacional como la de infraestructura. A partir de esta fase se pueden concluir algunos objetivos de esta investigación como identificar si la relación de las operaciones implementadas para restaurar el sistema influye con el tiempo sin servicio para cada una de las contingencias que se estarán analizando.

A continuación, se muestran las métricas Φ , Δ , E y Π abordadas por Paredes et Al. (2020) las cuales se definen como:

Ecuación 1

$$\Phi = \frac{R_{pdo} - R_{0o}}{t_{ee} - t_{oe}}$$

En donde:

- Φ : Pendiente de degradación
- R_{pdo} : Resiliencia post perturbación
- R_{0o} : Resiliencia previa a la perturbación
- t_{ee} : Tiempo final del evento
- t_{oe} : Tiempo inicial del evento

Ecuación 2

$$\Lambda = R_{pdo} - R_{0o}$$

En donde:

- Λ : Degradación del nivel de resiliencia
- R_{pdo} : Resiliencia post perturbación
- R_{0o} : Resiliencia previa a la perturbación

Ecuación 3

$$E = t_{or} - t_{ee}$$

En donde:

- E : Tiempo en el que sistema permanece degradado
- t_{or} : Tiempo previo a la restauración del sistema
- t_{ee} : Tiempo final del evento

Ecuación 4

$$\Pi = \frac{R_{0o} - R_{pdo}}{T_{or} - t_{or}}$$

En donde:

- Π : Pendiente de restauración
- R_{pdo} : Resiliencia post perturbación
- R_{0o} : Resiliencia previa a la perturbación
- T_{or} : Tiempo final de la restauración
- t_{or} : Tiempo previo a la restauración del sistema

Por último, se considera el cálculo de la media del área trapezoidal de la resiliencia operacional como:

Ecuación 5

$$A_{rt} = \int_{t_{oe}}^{T_{or}} R_{op}(t) dt$$

En donde:

- A_{rt} : Área trapezoidal de la resiliencia
- T_{or} : Tiempo final de la restauración
- t_{oe} : Tiempo inicial del evento
- R_{op} : Resiliencia operacional

Además, Villamarín et al. (2021) considera la métrica L como parte del análisis de la degradación de la resiliencia en el instante de ocurrencia de un evento, el enfoque del trabajo de Villamarín et al. es el análisis del impacto de eventos de corta duración en los sistemas de transmisión como lo son los terremotos, por lo cual considera los indicadores de capacidad de generación (GEGC) y el indicador de la demanda de carga (DCE) que analiza dentro de la resiliencia operacional.

Ecuación 6

$$GEGC = \frac{\sum_{s \in \{s=0\}} \sum_{i \in I} G_{i,s}}{NS}$$

En donde:

- GEGC: Cantidad de capacidad de generación
- $G_{i,s}$: Capacidad disponible de la central de generación i por escenario de contingencia
- NS: Número de escenarios de contingencias

Ecuación 7

$$DCE = \frac{\sum_{s \in SC} \sum_{n \in N} D_{n,s}}{NS}$$

En donde:

- DCE: Demanda de la carga
- $D_{n,s}$: Demanda conectada en n por escenario de contingencia
- NS: Número de escenarios de contingencias

2.2.6. Acciones de resiliencia

Para poder mejorar la resiliencia en sistemas eléctricos según Umunnakwe, A. et al. (2021) se deben integrar acciones preventivas, correctivas y restaurativas en la operación de estos, a través de redes inteligentes, como técnicas avanzadas de telecomunicaciones y de control que permitirán aumentar la flexibilidad operativa, además es necesario considerar los recursos de generación distribuida renovable y el almacenamiento de energía como acciones restauradoras.

Por otra parte, se considera la reconfiguración de la red para ayudar en la recuperación y el reforzamiento del sistema además de considerar eventos disruptivos como parte de la planificación de la operación.

2.3. Contingencias del SIN

A continuación, se muestra la definición y tipos de contingencias del Sistema Nacional Interconectado.

2.3.1. Definiciones

Una contingencia es una serie de cambios imprevistos en el funcionamiento normal de un sistema eléctrico, en estas uno o más componentes fallan o se desconectan; en condiciones normales el sistema opera cumpliendo con los requerimientos definidos dentro de las normativas técnicas.

2.3.2. Tipos de contingencias

Los Términos estándar para informar y analizar incidentes de cortes y estados de cortes de electricidad publicados en Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE citados por Cruz (2018) se definen los siguientes tipos de contingencias:

- Contingencia múltiple relacionada: para este tipo de contingencia la interrupción en la operación se da por múltiples eventos que son consecuencia uno del otro, estos son iniciados por un único evento o más. La ocurrencia de las interrupciones de forma individual en una contingencia múltiple relacionada se clasifica como primarias o secundarias dependiendo de la relación que estas tengan durante el evento y el incidente que las causó.
- Contingencia múltiple independiente: en esta cada interrupción es causada por distintos incidentes iniciales en “donde la ocurrencia de cada interrupción no es consecuencia de otra interrupción, pero las salidas de operación se superponen” (Cruz, 2018, p. 12).

2.3.3. Riesgos de ocurrencia de contingencias

Para Cruz (2018) dentro de las consideraciones para los modelos de planificación de los sistemas de transmisión se toma en cuenta la seguridad probabilística como un cálculo de la ocurrencia de contingencias. Hoy en día la metodología para medir el riesgo de la ocurrencia de una contingencia es la teoría de la probabilidad estos análisis han cambiado de asumir las fallas en sistemas eléctricos como independientes a fallas que son por causas comunes o dependientes.

2.4. Estabilidad y regulación de frecuencia

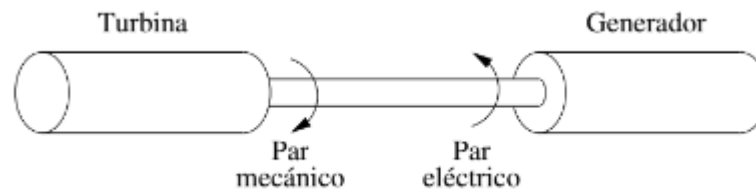
Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por diferentes equipos conectados entre sí, con diferentes características y comportamientos, según Cruz (2018) esto hace que el proceso de estabilidad sea compleja y variable por lo que es importante analizar a detalle la operativa del sistema y las formas de los disturbios dependiendo del diseño de la red.

2.4.1. Estabilidad angular

La estabilidad angular según Cruz (2018) es la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado tal que se mantenga el sincronismo después de un evento, en funcionamiento normal el equilibrio del torque mecánico y el torque eléctrico de los generadores es estable, es decir que la velocidad es constante, pero si el sistema se ve alterado el resultado es una aceleración o desaceleración en el rotor de la máquina. Si se acelera de forma temporal un generador, su posición angular cambiaría en comparación de las otras máquinas conectadas a la red, esto resulta en una inestabilidad del sistema incapaz de absorber la energía cinética de las diferentes velocidades.

Figura 2.

Torque aplicado en el eje de un generador



Nota. La figura muestra los diferentes torques aplicados al eje de un generador. Adaptado de Ledesma, P (2020). *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. <http://hdl.handle.net/10016/31518>

Para Cruz (2018) principalmente la estabilidad angular del sistema eléctrico está dividida en dos: la estabilidad ante pequeños disturbios y la estabilidad ante grandes disturbios.

2.4.2. Estabilidad ante pequeños disturbios

Ante estos pequeños disturbios el sistema debe tener la capacidad de mantener el sincronismo es fundamental considerar que “el rango del tiempo de interés para el estudio de este tipo de estabilidad angular es de los 10 a los 20 segundos después de ocurrido un disturbio” (Cruz, 2018, p. 29), teniendo en cuenta esta consideración la inestabilidad del sistema se presenta en:

- Una deficiencia en el torque de sincronismo que incrementa el ángulo del rotor de manera no periódica, esto asociado a la conversión de energía electromecánica.
- Al no tener un torque amortiguador asociado a la disipación de energía se generan oscilaciones en aumento del ángulo del rotor.

2.4.3. Estabilidad ante grandes disturbios

Para este tipo de disturbios el sistema el sistema tiene que ser capaz de mantener el sincronismo ante eventos transitorios “tal como un cortocircuito en una línea de transmisión” (Cruz, 2018, p. 30), por lo que se considera la estabilidad del sistema antes de una falla así mismo el impacto que estos generan en la red “el tiempo de interés es generalmente de 3 a 5 segundos después del disturbio” (Cruz, 2018, p. 30).

2.4.4. Estabilidad de frecuencia

Para Villalba (2021) la estabilidad de la frecuencia se relaciona con el balance de la potencia activa en cada nodo del sistema, para ello la potencia que se genera debe ser igual a la demanda de las cargas incluyendo las pérdidas. Para describir la estabilidad de la frecuencia Villalba parte de la ecuación de la dinámica de una máquina síncrona:

Ecuación 8

$$P_m - P_e - K_d \cdot \frac{d\delta}{dt} = 2 \cdot H \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

En donde:

- P_m : Potencia mecánica
- P_e : Potencia electromagnética
- K_d : Factor de amortiguación
- δ : Ángulo de carga
- H : Constante de inercia

De lo anterior según Villalba (2021) se observa que la velocidad de rotación de los generadores síncronos y por ende la frecuencia de la red, es directamente proporcional al desequilibrio instantáneo entre generación y la demanda e inversamente proporcional a la suma de las inercias que proporciona cada grupo de generadores, es por ello que de manera global el control de frecuencia se convierte en un problema ya que las plantas de generación no solo tienen que aportar los requerimientos para el control de frecuencia también cumplir con la programación para el funcionamiento del mercado.

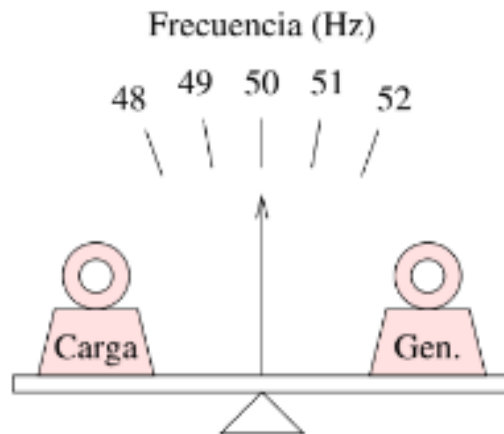
2.4.5. Límites de frecuencia

Para un correcto funcionamiento del sistema que asegure la calidad de la energía según Ledesma (2020), la frecuencia de referencia es de 50 Hz para Europa además de algunas partes del Sur de América y la mayoría de Asia y Oceanía, en la gran mayoría de América y parte de Japón la frecuencia nominal es de 60 Hz esta selección es de bases históricas.

Para Guatemala la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE a través de las Normas de coordinación operativa define los límites de frecuencia para condiciones normales entre 59.9 Hz y 60.1Hz y en un estado de emergencia entre 59.8Hz y 60.2Hz. Ledesma considera la frecuencia como un parámetro que garantiza la calidad de energía en un sistema eléctrico.

Figura 3.

Relación entre frecuencia, carga y generación



Nota. La figura muestra la estabilidad que debe existir entre la carga y la generación. Adaptado de Ledesma, P (2020). *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. <http://hdl.handle.net/10016/31518>

2.4.6. Modelado de carga del sistema eléctrico

Para Bocco (2010) un modelo se define por medio de una expresión matemática de un sistema o fenómeno. Los modelos de carga se representan de forma matemática con la relación entre el voltaje, frecuencia y la potencia activa y reactiva de las cargas, Para analizar estos modelos deben considerar el mayor número de cargas existentes además de tener en cuenta en todo momento el funcionamiento real del sistema en todo el tiempo.

2.4.7. Modelo del generador síncrono

Para analizar el modelo del generador síncrono Ledesma (2020) analiza el giro del eje del rotor sometido por el torque mecánico desde la turbina y el torque eléctrico desde la carga.

Ecuación 9

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = (T_m - T_e)$$

En donde:

- J: momento de inercia
- δ : ángulo del rotor
- T_m : torque mecánico
- T_e : torque eléctrico

2.4.8. Regulación de frecuencia

Para que la calidad del servicio de un suministro eléctrico sea aceptable la frecuencia debe permanecer dentro de los límites establecidos, las variaciones en esta provocan un mal funcionamiento en los equipos domésticos e industriales. En caso exista una perturbación en el sistema tal que altere el equilibrio de la frecuencia, se siguen procedimientos para regular y controlar el sistema hasta que vuelva a un estado normal de operación dentro de los límites establecidos. Para conseguir regular el sistema existen algunos procedimientos principales que se listan a continuación:

2.4.9. Regulación primaria

Los objetivos de este tipo de regulación es equilibrar de forma automática la demanda y generación en un sistema eléctrico definido en el primer lazo de control, esto se consigue a través de variar de forma autónoma la potencia en los generadores, gracias a la actuación inmediata de los reguladores de velocidad.

2.4.10. Regulación secundaria

Cuando existe una variación de carga se consigue el balance de la demanda y generación a través de la regulación primaria, sin embargo, hay efectos que no logra resolver, el desvío de la frecuencia respecto a la referencia y el reparto de carga entre generadores del sistema; de forma general la programación de los flujos de potencia del área de control no se cumplirá, Ledesma (2020). Para esto se implementa la regulación secundaria que tiene como objetivo corregir los efectos anteriores, regresando la frecuencia a su referencia y recuperando la programación de los flujos de potencia esto a través de un control de generación automático.

2.4.11. Regulación de voltaje

Si no se cuenta con generación suficiente, para lograr controlar la estabilidad de un sistema de potencia ante una contingencia, se recurre a una reducción de los niveles de tensión hasta valores confiables para no provocar un colapso del sistema o mediante estudios que consideren los niveles mínimos de tensión.

2.4.12. Regulación de carga

Las reducciones de carga o deslastre de carga es requerido por el operador del sistema a las empresas distribuidoras, si en una emergencia la frecuencia disminuye y no existe generación suficiente para compensar a los valores nominales.

2.4.13. Desconexión automática por baja frecuencia

Durante una contingencia puede haber una caída repentina de la frecuencia que en donde la regulación primaria no es suficiente, esto podría ocurrir durante una pérdida de generación importante o una línea de transmisión con gran cantidad de potencia, Para evitar que exista un apagón generalizado se coordinan los sistemas de protección de modo que realicen una desconexión automática de carga o deslastre automático. En esta coordinación automática se asegura que las cargas esenciales continúan con energía como centros hospitalarios, comisarías, estaciones de bomberos, torres de control de aeropuertos, estaciones de radio y televisión.

2.4.14. Tipos de respuesta ante la desviación de frecuencia

En general los sistemas de potencia eléctricos pueden tener algunas respuestas ante contingencias tales como:

- Respuestas eléctricas.
- Respuestas inerciales.
- Respuestas en los gobernadores durante la regulación primaria.
- Respuestas en los controladores secundarios durante la regulación secundaria.
- Respuestas del operador

Para Ledesma (2020) los sistemas de potencia responden a la variación de frecuencia según la demanda de carga; en algunos casos la demanda de potencia no es dependiente de la frecuencia esto aplica para cargas resistivas, en otros tipos de cargas al aumentar la demanda también habrá un incremento en la frecuencia, esta relación se puede expresar como:

Ecuación 10

$$\Delta P_e = \Delta P_i + D\Delta\omega \quad (10)$$

En donde:

- ΔP_e : relación entre el incremento de demanda total
- ΔP_i : incremento de potencia independiente de la frecuencia
- D : constante de la relación entre la variación de frecuencia y el incremento de potencia.
- $\Delta\omega$: velocidad angular

“La dependencia de la carga con la frecuencia actúa como un mecanismo de amortiguamiento” (Ledesma, 2020, p. 63). Es por ello que la estabilidad del sistema y los cambios en la frecuencia son consecuencia de la demanda.

2.4.15. Despacho de generación

Durante algunas condiciones operativas se pueden presentar problemas asociados a la confiabilidad en las programaciones operativas asociadas al tipo de comportamiento en la demanda, la topología del sistema y el resultado de la asignación del despacho de las centrales de generación. Por ello es necesario analizar y definir algunos requerimientos del despacho fuera de la lista de mérito para mantener los niveles de confiabilidad. Algunos de estos requerimientos son justificados por estudios eléctricos correspondientes para cubrir necesidades de soporte de tensión, apoyo en la estabilidad del sistema y algunas gestiones en la transmisión.

2.5. Esquema de protección

Derivado del crecimiento de la demanda en sistemas eléctricos, son necesarios instalar esquemas de protección tal que durante la operación se garantice la integridad de la red ante eventos de forma de optimizar la transmisión, reducir costos de producción y minimizar el número de usuarios afectados en estados de emergencia.

2.5.1. Definición

Las protecciones en un sistema permiten la conexión o desconexión de uno o varios componentes del sistema, también son conocidos como esquemas de acción remedial y tienen como objetivo controlar los sistemas operando en condiciones anormales. Estos se instalan derivados de estudios por condiciones inusuales del sistema tales como sobrecargas, inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia o de voltaje tomando en cuenta acciones remediales como disparos en generadores, cortes de carga intencionales cambios automáticos en las topologías y así contrarrestar los efectos de una contingencia.

2.5.2. Clasificación de los sistemas de protección

Según Cruz (2018) algunos de estos esquemas se clasifican en:

- Disparo automático de generación (DAG)
- Disparos automáticos de carga (DAC)
- Disparo automático de línea (DAL)
- Cambio automático de la topología por disparos de línea (CTL)
- Cambios automáticos de topología por disparo de transformadores (CTT)
- Disparos automáticos de interruptores (DAI)

- Cambios automáticos de topología por disparos en interruptores (CTI)
- Esquemas complementarios de desconexión o conexión automática de reactores (ECR)
- Esquemas de desconexión o conexión automática de capacitores (ECC)
- Separación controlada del sistema
- Disparos y recierres monopoles (DRM)
- Cortes de carga por relevadores de voltaje

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de la investigación se describe a continuación.

3.1. Características del estudio

A continuación, se presentan las características de la metodología del estudio que contienen el diseño, el enfoque, el alcance y la unidad de análisis.

3.1.1. Diseño

El diseño de la presente investigación es del tipo no experimental, ya que se observaron los eventos en un entorno natural, con el fin de analizar los datos, además no se posee control de las variables al ser hechos ya ocurridos, en este sentido no se puede manipular la información dentro de este estudio. La recolección de la información analizada fue en el periodo del 2020 al 2022 por lo que el diseño también fue transversal. Utilizando el modelo del triángulo de resiliencia para analizar las diferentes fases de la resiliencia, se evaluó el desempeño actual y la respuesta de la red ante una contingencia que conlleve a una desconexión de carga por baja frecuencia, para proponer acciones preventivas que puedan minimizar el tiempo de recuperación del sistema y el impacto que estos ocasionan.

Este modelo evalúa la diferencia entre la capacidad actual del sistema en pleno funcionamiento y la capacidad después de ocurrida una falla, también considera la relación del área de las curvas del rendimiento real contra el rendimiento planificado y la proporción recuperada desde un estado interrumpido.

3.1.2. Enfoque

El enfoque de la presente investigación fue cuantitativo, ya que se recolectaron y analizaron los datos que se modelaron a través del triángulo de resiliencia operacional para visualizar el comportamiento de la red antes, durante y después de una contingencia en donde se requiera la desconexión automática de carga por baja frecuencia, se utilizó el modelo de estabilidad que se enfoca en la preservación y la estabilidad de los sistemas ante amenazas potenciales como esta.

En los últimos años el análisis de la resiliencia en eventos con baja probabilidad de ocurrencia pero que causan altos impactos en las redes eléctricas han sido temas de discusión en aras de mejorar el consumo eficiente de energía y las condiciones del acceso de la misma a nivel mundial, si bien es cierto, que en los últimos 25 años se ha logrado obtener una mayor robustez del sistema nacional interconectado de Guatemala todavía hay desafíos que proponen aumentar la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que satisfagan las necesidades sociales del país además de las necesidades de producción, en base a esto se recolectarán los datos de la cantidad de carga afectada y el tiempo de las contingencias que desbalancean la carga y generación provocando una baja frecuencia.

3.1.3. Alcance

El alcance del presente estudio de investigación fue del tipo exploratorio ya que tiene como objetivo principal, proponer acciones preventivas y de mitigación para minimizar los tiempos de recuperación del sistema nacional interconectado de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia a través de la medición de la resiliencia, dado que no se cuentan

con estudios previos del nivel de resiliencia en el país este tema tiene una perspectiva innovadora que ayudará a futuras investigaciones de resiliencia en el sistema eléctrico de Guatemala.

3.2. Unidad de análisis

La población del estudio fueron las contingencias por baja frecuencia en las que se reguló la frecuencia a través de una desconexión automática de carga en el Sistema Nacional Interconectado SNI, analizando la pérdida de carga y el tiempo de duración de dichos eventos. La información fue obtenida a través de los informes de históricos del PosDespacho publicados por el Administrador de Mercado Mayorista AMM y el Ente Operador Regional EOR.

3.2.1. Variables

En la siguiente tabla se muestran las variables del estudio:

Tabla 1.

Descripción de las variables en estudio

Variable	Definición
Resiliencia [MW/h]	Según Paredes et al. (2020) la resiliencia operacional se refiere a las operaciones previas, durante y después de un evento o contingencia relevante que se realizaron para reducir la potencia y el tiempo afectados.
Regulación de frecuencia [Hz]	Para evitar que exista un apagón generalizado se coordinan los sistemas de protección de modo que realicen una desconexión automática por baja frecuencia para regular la frecuencia del sistema.

Continuación tabla 1.

Variable	Definición
Cantidad de carga desconectada [MW]	La cantidad de carga se refiere a la carga despachada por las distribuidoras.
Duración de contingencias [h]	Se define como el tiempo que dura una falla, hasta el momento en que se normaliza el sistema.
Despacho de Generación [MWh]	En base a la norma de Coordinación Operativa No. 3 se consideran los servicios complementarios a fin de mantener la calidad del servicio.
Contingencias	Se definen como cambios imprevistos en el funcionamiento normal de un sistema eléctrico.

Nota. Descripción de variables utilizadas. Elaboración propia, realizado con Word.

Tabla 2.

Variables e indicadores

Variable	Dimensiones	Indicadores
Resiliencia [MW/h]	• Degradación • Desempeño • Triángulo de resiliencia	• Respuesta del sistema ante una falla. • Adaptación del sistema después de una falla • Comportamiento del sistema durante una falla.
Regulación de frecuencia [Hz]	• Desconexiones automáticas de carga por baja frecuencia	• Métodos de protección para evitar apagones generalizados
Cantidad de carga desconectada [MW]	• Potencia • Demanda de potencia	• Cuantificación de la carga desconectada por las distribuidoras
Duración de contingencias [h]	• Horarios de falla	• Cuantificación del tiempo sin servicio de energía eléctrica

Continuación de tabla 2.

Variable	Dimensiones	Indicadores
Despacho de Generación [MWh]	• Energía • Consumo de energía perdida	• Análisis de los servicios complementarios para la regulación de frecuencia

Nota. Descripción de dimensiones e indicadores de las variables utilizadas. Elaboración propia, realizado con Word.

3.3. Fases del desarrollo

A continuación, se presenta las fases de estudio utilizadas para desarrollar la investigación:

3.3.1. Fase 1. Revisión documental

Se recopiló y consultó diferentes fuentes de información relacionadas a temas de estadística de resiliencia en sistemas de potencia eléctrica, así mismo la aplicación de esta para la mejora en la seguridad y la calidad del servicio de energía eléctrica.

Las revisiones documentales ayudaron a reforzar las bases de cálculo para modelar los diferentes niveles de resiliencia del Sistema Nacional Interconectado y de esta manera verificar que las soluciones sugeridas ayudan a obtener mejores panoramas del comportamiento de las contingencias de este tipo.

3.3.2. Fase 2. Recopilación de informes de desconexión automática de carga por baja frecuencia del 2020 al 2022

Para el análisis de la resiliencia operacional del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala se consultaron los aspectos operativos importantes de la información de la operación del Sistema Nacional Interconectado publicados en los informes del PosDespacho del Administrador del Mercado Mayorista AMM, en el periodo del 2020 hasta el 2022. Para reforzar el origen de los desbalances de frecuencia que tuvieron lugar en el Sistema Eléctrico Regional SER se consultaron los informes diarios de la coordinación de la operación publicados por el Ente Operador Regional EOR los cuales describen las causas de los eventos.

De esta información se obtuvieron los tiempos de duración de los eventos y las pérdidas en generación durante las contingencias que dieron lugar a la desconexión automática de carga por baja frecuencia.

Con la información recopilada se realizó una base de datos con las variables necesarias para poder analizar el comportamiento del sistema antes, durante y después de estos eventos con la finalidad de modelar los diferentes niveles de resiliencia del Sistema Nacional Interconectado durante el desarrollo de una contingencia.

3.3.3. Fase 3. Análisis de datos para determinar el tiempo y la carga afectada de la ocurrencia de eventos

Con los datos obtenidos de los informes del PosDespacho se analizaron los tiempos desde un estado pre-perturbación y la carga en ese momento con la finalidad de observar la degradación del sistema al inicio de la falla.

Para este punto se hace uso de la carga horaria que se incluye en los informes de PosDespacho diario del Administrador del Mercado Mayorista AMM para identificar la primera fase de degradación del sistema antes de una falla.

En los aspectos operativos importantes de los informes del PosDespacho del Administrador del Mercado Mayorista AMM se encuentran los horarios de las contingencias con los que se identificó el tiempo en el que sistema permanece degradado hasta iniciar con la recuperación del balance de carga y generación del Sistema Nacional Interconectado SNI, además se obtuvo la pérdida de carga de las distribuidoras por la actuación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF y la cantidad de pérdida de generación en donde fue necesario desconectar generadores, esto permitió conocer la segunda fase de degradación del nivel de resiliencia del sistema.

Adicionalmente en los aspectos operativos importantes de los informes del PosDespacho se identificó la hora final del evento y con ayuda de la carga horaria donde se consultó la demanda del Sistema Nacional Interconectado SNI en un horario después del evento se estimó la tercera fase que indica la pendiente de restauración.

3.3.4. Fase 4. Análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar la relación del tiempo de recuperación con las operaciones implementadas

Para determinar la relación del tiempo de recuperación con las operaciones implementadas, se utilizaron los horarios de ingreso de los centrales generadores de Reserva Rapida RRa que ayudan a recuperar el balance de carga y generación del Sistema Nacional Interconectado SNI y el cierre de la interconexión con México.

Para el análisis fue necesario crear una base de datos de los horarios del evento y las maniobras que fueron necesarias realizar, para establecer la relación se utilizó el coeficiente de correlación de Pearson, el cual se calculó por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 11

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{(\sum(x_i - \bar{x})^2)(\sum(y_i - \bar{y})^2)}}$$

Donde:

- r = Coeficiente de correlación, adimensional.
- x_i = Tiempo de ingreso de RRa, min.
- $\bar{x}$ = Promedio del tiempo de ingreso de RRa, min.
- y_i = Duración del evento, min.
- $\bar{y}$ = Promedio de la duración del evento, min.

El análisis de correlación de Pearson analiza una variable dependiente respecto de otra independiente analizando el grado de relación que existe entre

ellas, para Novales (2010) el resultado de la correlación oscila entre -1, 0 y +1 además utiliza la siguiente escala para interpretar los datos:

- Perfecta $R = 1$
- Excelente $R = 0.9 \leq R < 1$
- Buena $R = 0.8 \leq R < 0.9$
- Regular $R = 0.5 \leq R < 0.8$
- Mala $R < 0.5$

3.3.5. Fase 5. Análisis cuantitativo y estadística descriptiva para obtener el área resiliente trapezoidal como indicativo de la cantidad de degradación de la resiliencia en las fases y su evolución en el tiempo

Para desarrollar las ecuaciones que modelan el área resiliente trapezoidal del SNI durante la ocurrencia de una contingencia en el periodo del 2020 al 2022, se utilizaron las ecuaciones propuestas por Paredes *et al.* (2020) desde el punto de vista operacional se tienen lo siguiente:

Ecuación 12

$$\Phi = \frac{R_{pdo} - R_{0o}}{t_{ee} - t_{oe}}$$

En donde:

- Φ : Pendiente de degradación, MW/min.
- R_{pdo} : Carga post perturbación, MW.
- R_{0o} : Carga previa a la perturbación, MW.

- t_{ee} : Tiempo final del evento, min.
- t_{oe} : Tiempo inicial del evento, min.

Ecuación 13

$$\Lambda = R_{pdo} - R_{0o}$$

En donde:

- Λ : Degradación del nivel de resiliencia, MW.
- R_{pdo} : Carga post perturbación, MW.
- R_{0o} : Carga previa a la perturbación, MW.

Ecuación 14

$$E = t_{or} - t_{ee}$$

En donde:

- E : Tiempo en el que sistema permanece degradado, min.
- t_{or} : Tiempo previo a la restauración del sistema, min.
- t_{ee} : Tiempo final del evento, min.

Ecuación 15

$$\Pi = \frac{R_{0o} - R_{pdo}}{T_{or} - t_{or}}$$

En donde:

- Π : Pendiente de restauración, MW / min.
- R_{pdo} : Carga post perturbación, MW.
- R_{0o} : Carga previa a la perturbación, MW.
- T_{or} : Tiempo final de la restauración, min.
- t_{or} : Tiempo previo a la restauración del sistema, min.

Por último, se considera el cálculo de la media del área trapezoidal de la resiliencia operacional como:

Ecuación 16

$$A_{rt} = \int_{t_{oe}}^{T_{or}} R_{op}(t) dt$$

En donde:

- A_{rt} : Área trapezoidal de la resiliencia, MW*min.
- T_{or} : Tiempo final de la restauración, min.
- t_{oe} : Tiempo inicial del evento, min.
- R_{op} : Resiliencia operacional, min.

Para el cálculo de la resiliencia operacional se considera como una ecuación definida por partes incluyendo cada una de las métricas y pendientes definidas anteriormente con lo cual se obtiene lo siguiente:

Ecuación 17

$$R_{op} = \Phi(t) \text{ (para } t_{oe} < t < t_{ee}) + \\ \Lambda(t) \text{ (para } t_{ee} < t < t_{or}) + \\ \Pi(t) \text{ (para } t_{or} < t < T_{or})$$

En donde:

- R_{op} : Resiliencia operacional, MW.
- t_{ee} : Tiempo final del evento, min.
- t_{oe} : Tiempo inicial del evento, min.
- t_{or} : Tiempo previo a la restauración del sistema, min.
- T_{or} : Tiempo final de la restauración, min.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en base a los objetivos planteados en el estudio.

4.1. Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2020

A continuación, se muestran la identificación de eventos, la cantidad de carga, el tiempo de ocurrencia, la relación de las maniobras que se implementaron y el área resiliente de las contingencias de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2020.

4.1.1. Identificación de los eventos del 2020

Durante el año 2020 se identificaron 13 eventos de los cuales 11 actuó la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia y en dos eventos hasta la segunda etapa estos se describen en la siguiente tabla:

Tabla 3.

Eventos del 2020

Fecha	Etapas	Regulación de frecuencia	Causa
28/04/2020	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER

Continuación tabla 3.

Fecha	Etap	Regulación de frecuencia	Causa
25/05/2020	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
23/06/2020	1	59.30	Disparo de la línea brillantes-Tapachula 400 KV
30/06/2020	1	59.30	Perdida de generación en el SER (Honduras)
1/08/2020	1	59.30	Disparo de líneas en el SER (interconexión Costar Rica-Panamá)
5/08/2020	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
17/08/2020	1	59.30	Perdida de generación en el SER (Honduras) y disparo de interconexión en el SER (HON-NIC)
27/08/2020	2	59.10	Disparo de línea en el SER
28/09/2020	1	59.30	Perdida de generación en el SER
6/10/2020	2	59.10	Perdida de generación en el SER
12/10/2020	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
12/10/2020	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER

Nota: Descripción de las fechas, la etapa de actuación, la regulación de frecuencia y causas.
Elaboración propia realizado con Excel.

Principalmente estos eventos se originaron por fallas externas del sistema nacional interconectado, que en su mayoría ocasionan el disparo de la interconexión con México. Esto genera que se pierdan las importaciones con México, exportaciones en el sistema regional y en algunos casos generación en Guatemala.

4.1.2. Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2020

En los informes del PosDespacho se indica la cantidad de tiempo y carga que son afectados durante una contingencia de este tipo la cual se describe en la siguiente tabla:

Tabla 4.

Carga y tiempo afectado durante eventos del 2020

Fecha	Carga desconectada (MW)	Tiempo (min)
28/04/2020	33.00	17.00
16/05/2020	46.23	11.00
25/05/2020	55.98	7.00
23/06/2020	46.83	10.00
30/06/2020	46.52	8.00
1/08/2020	39.76	1.00
5/08/2020	46.28	15.00
17/08/2020	52.40	14.00
27/08/2020	86.66	25.00
28/09/2020	86.66	10.00
6/10/2020	45.83	9.00
12/10/2020	40.49	6.00
12/10/2020	40.96	7.00

Nota. Detalle de la carga y el tiempo afectado en las diferentes fechas del periodo del año 2020
Elaboración propia, realizado con Excel.

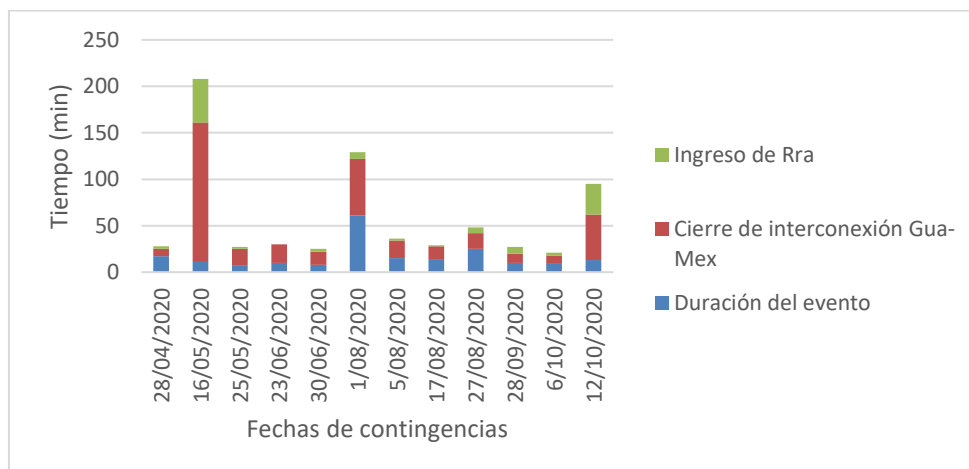
En la tabla anterior se muestran las fechas, la cantidad de carga y el tiempo de afectación de los eventos de desconexión de carga por baja frecuencia ocurridos en el año 2020.

4.1.3. Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2020

El tiempo de recuperación se correlaciona con el tiempo de la degradación del sistema, el ingreso de la Reserva Rápida RRa y el cierre de la interconexión de 400 kV de Guatemala y México para el año 2020 los cuales se muestran en la figura 4.

Figura 4.

Relación de tiempos de maniobras realizadas en 2020



Nota. Gráfica de línea apilada con marcadores donde se muestran la relación de los tiempos de los diferentes eventos ocurridos en el 2020. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En la figura 4 se describe gráficamente la relación del tiempo de las maniobras implementadas durante las contingencias de baja frecuencia ocurridas en el año 2020 con respecto a la duración de los eventos. Haciendo un análisis de correlación múltiple se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 5.*Estadística de regresión de los eventos del año 2020*

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0.49101514
Coeficiente de determinación R ²	0.24109587
R ² ajustado	0.0724505
Error típico	14.2455813
Observaciones	12

Nota: Descripción de la relación entre las maniobras realizadas y el tiempo de recuperación de una contingencia que activa el esquema de protección por baja frecuencia del 2020. Elaboración propia realizado con Excel.

4.1.4. Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el periodo del 2020

Para el cálculo del área resiliente que representa la cantidad de degradación del sistema se integran las curvas obtenidas en cada uno de los tiempos del desarrollo del evento, estas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6.*Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado*

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
28/04/2020	-5.50	33.00	0.32	84,898.00
16/05/2020	-0.96	46.23	77.03	65,323.70
25/05/2020	-2.80	55.98	34.69	39,677.20
23/06/2020	-1.46	46.83	5.21	82,302.40

Continuación tabla 6.

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
30/06/2020	-6.65	46.52	3.79	40,476.60
5/08/2020	-4.63	46.28	9.66	45,190.50
17/08/2020	-0.90	52.40	0.81	176,509.00
27/08/2020	-2.48	86.66	-6.21	95,136.90
28/09/2020	-6.67	86.66	11.04	44,700.30
6/10/2020	-1.18	45.83	4.35	90,536.20
12/10/2020	-3.37	40.49	0.58	77,581.80
12/10/2020	-20.48	40.96	1.42	61,373.60

Nota. Detalle de las diferentes curvas de la ocurrencia de un evento de baja frecuencia en el año 2020. Elaboración propia, realizado con Excel.

La tabla muestra las diferentes curvas de los niveles de resiliencia además se muestra la integración del área bajo la curva que se forma al sumar cada una de estas durante las desconexiones automáticas de carga por baja frecuencia ocurridas en el 2020.

4.2. Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2021

A continuación, se muestran la identificación de eventos, la cantidad de carga, el tiempo de ocurrencia, la relación de las maniobras que se implementaron y el área resiliente de las contingencias de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2021.

4.2.1. Identificación de los eventos del año 2021

Durante el año 2021 se identificaron 13 eventos de los cuales en 9 eventos actuó la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia, en un evento hasta la segunda etapa y en tres que actuó la tercera etapa.

Tabla 7.

Eventos del año 2021

Fecha	Etapas	Regulación de frecuencia	Causa
15/03/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
24/03/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
28/03/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
30/04/2021	3	58.90	Disparo de línea en el SER
9/06/2021	3	58.90	Desviación de frecuencia en el SER (Honduras Nicaragua)
7/07/2021	3	58.90	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
7/07/2021	1	59.30	Disparo de línea en el SER
29/08/2021	2	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
7/09/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
1/11/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
5/11/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
12/11/2021	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
17/11/2021	1	59.30	Bajo voltaje en el SIN

Nota: Descripción de las fechas, la etapa de actuación, la regulación de frecuencia y causas.
Elaboración propia realizado con Excel.

Estos eventos fueron consultados de los informes de PosDespacho publicados durante el año 2021.

4.2.2. Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2021

En los informes del PosDespacho se indica la cantidad de tiempo y carga que son afectados durante una contingencia de este tipo la cual se describe en la siguiente tabla:

Tabla 8.

Carga y tiempo afectado durante eventos del 2021

Fecha	Carga desconectada (MW)	Tiempo (min)
15/03/2021	38.79	10.00
24/03/2021	34.66	10.00
28/03/2021	38.50	17.00
30/04/2021	158.24	47.00
9/06/2021	176.44	19.00
7/07/2021	249.41	20.00
7/07/2021	68.70	10.00
29/08/2021	86.30	11.00
7/09/2021	41.52	24.00
1/11/2021	37.77	18.00
5/11/2021	39.32	11.00
12/11/2021	36.37	14.00
17/11/2021	80.84	25.00

Nota. Detalle de la carga y el tiempo afectado en las diferentes fechas del año 2021. Elaboración propia, realizado con Excel.

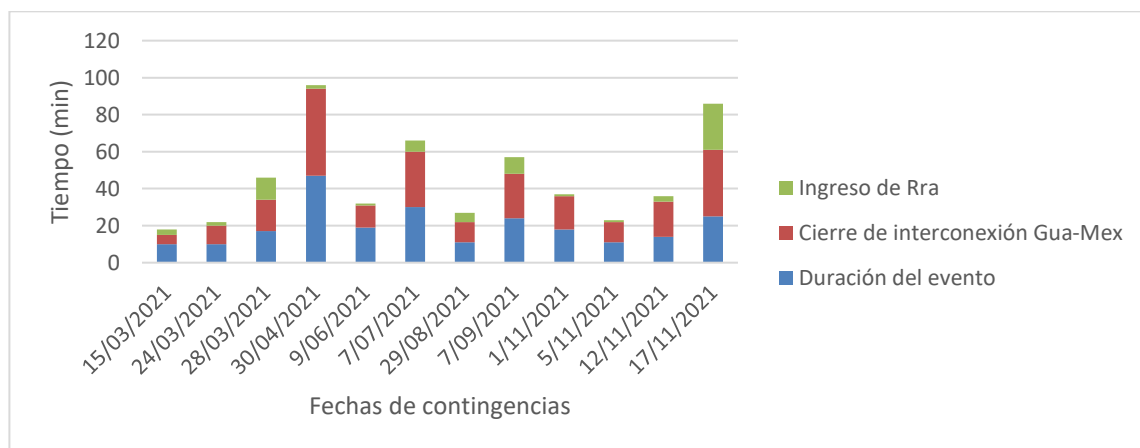
En la tabla anterior se muestran las fechas, la cantidad de carga y el tiempo de afectación de los eventos de desconexión de carga por baja frecuencia ocurridos en el año 2021.

4.2.3. Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2021

El tiempo de recuperación se correlaciona con el tiempo de la degradación del sistema, el ingreso de la Reserva Rápida RRa y el cierre de la interconexión de 400 kV de Guatemala y México para el 2021 los cuales se muestran en la figura 5.

Figura 5.

Relación de tiempos de maniobras realizadas en 2021



Nota. Gráfica de línea apilada con marcadores donde se muestran la relación de los tiempos de los diferentes eventos ocurridos en el 2021. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En la figura 5 se describe gráficamente la relación de las maniobras implementadas durante las contingencias de carga por baja frecuencia ocurridas

en el año 2021 con respecto a la duración de los eventos. Haciendo un análisis de correlación múltiple se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 9.

Estadística de regresión de los eventos del año 2021

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0.962346574
Coeficiente de determinación R ²	0.926110929
R ² ajustado	0.909691136
Error típico	3.242551632
Observaciones	12

Nota: Descripción de la relación entre las maniobras realizadas y el tiempo de recuperación de una contingencia que activa el esquema de protección de carga por baja frecuencia del 2021. Elaboración propia realizado con Excel.

4.2.4. Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el año 2021

Para el cálculo del área resiliente que representa la cantidad de degradación del sistema se integran las curvas obtenidas en cada uno de los tiempos del desarrollo del evento, estas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10.

Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
15/03/2021	-0.68	38.79	0.64	188,953.00
24/03/2021	-1.93	34.66	5.34	84,715.00
28/03/2021	-0.66	38.50	-0.49	121,175.00
30/04/2021	-3.68	158.24	1.87	189,708.00
9/06/2021	-58.81	176.44	20.38	44,316.70

Continuación tabla 10.

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
7/07/2021	-8.31	249.41	3.63	134,589.00
29/08/2021	-1.92	86.30	4.50	76,341.80
7/09/2021	-10.38	41.52	-15.79	50,120.50
1/11/2021	-1.80	37.77	4.38	58,216.10
5/11/2021	-0.96	39.32	-5.84	94,254.30
12/11/2021	-18.18	36.37	-0.04	91,370.60
17/11/2021	-3.37	80.84	-0.57	47,249.70

Nota. Detalle de las curvas de la ocurrencia de un evento de baja frecuencia en las fechas del periodo del 2021. Elaboración propia, realizado con Excel.

La tabla anterior muestra las diferentes curvas de los niveles de resiliencia además se muestra la integración del área bajo la curva que se forma al sumar cada una de estas durante las desconexiones automáticas de carga por baja frecuencia ocurridas en el 2021.

4.3. Eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2022

A continuación, se muestran la identificación de eventos, la cantidad de carga, el tiempo de ocurrencia, la relación de las maniobras que se implementaron y el área resiliente de las contingencias de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2022.

4.3.1. Identificación de los eventos del año 2022

Durante el año 2022 se identificaron 17 eventos de los cuales 13 actuó la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga por baja

frecuencia, en 2 eventos hasta la segunda etapa, 1 en cuarta etapa y 1 en sexta etapa que se describen en la siguiente tabla:

Tabla 11.

Eventos del 2022

Fecha	Etapas	Regulación de frecuencia	Causa
5/01/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
12/01/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
1/03/2022	1	59.30	Disparo de interconexión Guatemala-México
7/03/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
15/03/2022	1	59.30	Perdidas de generación en el SER (Panamá)
30/03/2022	1	59.30	Perdidas de generación en el SER (El Salvador)
4/04/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
6/04/2022	1	59.30	Perdidas de generación en el SER (Panamá)
23/04/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
18/05/2022	4	58.70	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
27/05/2022	6	58.10	Disparo de línea en el SER (Honduras)

Continuación tabla 11.

Fecha	Etapas	Regulación de frecuencia	Causa
4/08/2022	2	59.10	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
31/08/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
25/10/2022	2	59.10	Perdida de generación en el SNI
28/10/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
15/11/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER
28/11/2022	1	59.30	Desviación en la frecuencia por intercambios en México y el SER Perdida de generación

Nota: Descripción de las fechas, la etapa de actuación, la regulación de frecuencia y causas.
Elaboración propia realizado con Excel.

Estos eventos fueron consultados de los informes de PosDespacho publicados durante el año 2022.

4.3.2. Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia del año 2022

En los informes del PosDespacho se indica la cantidad de tiempo y carga que son afectados durante una contingencia de este tipo la cual se describe en la siguiente tabla:

Tabla 12.

Carga y tiempo afectado durante eventos del 2022

Fecha	Carga desconectada (MW)	Tiempo (min)
5/01/2022	50.11	21.00
12/01/2022	31.14	25.00
1/03/2022	47.54	10.00
7/03/2022	48.36	19.00
15/03/2022	47.74	15.00
30/03/2022	47.11	22.00
4/04/2022	47.95	7.00
6/04/2022	38.50	388.00
23/04/2022	38.94	21.00
18/05/2022	368.65	37.00
27/05/2022	692.24	190.00
4/08/2022	105.00	22.00
31/08/2022	45.53	16.00
25/10/2022	126.00	29.00
28/10/2022	46.84	16.00
15/11/2022	46.28	14.00
28/11/2022	225.00	104.00

Nota. Detalle de la carga y el tiempo afectado en las diferentes fechas del periodo del año 2022.
Elaboración propia, realizado con Excel.

En la tabla anterior se muestran las fechas, la cantidad de carga y el tiempo de afectación de los eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia ocurridos en el año 2022.

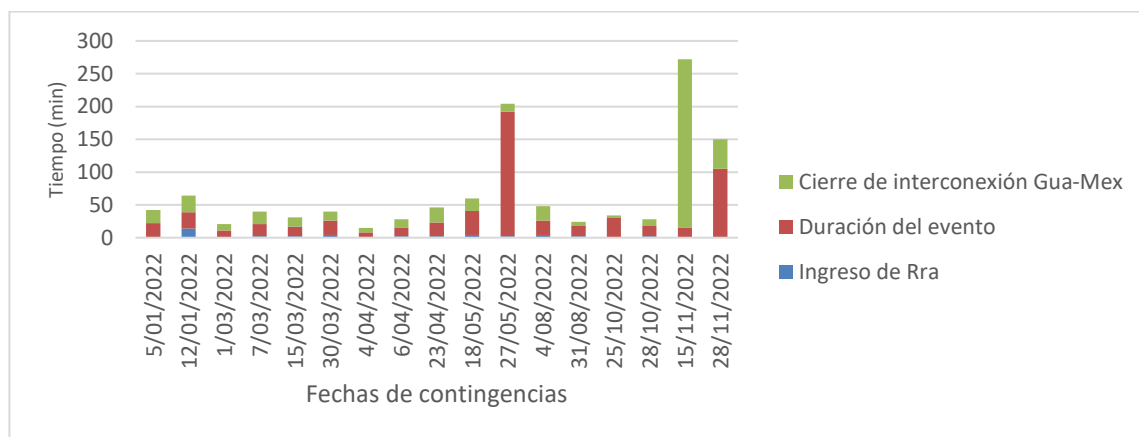
4.3.3. Relación del tiempo de recuperación con respecto a las operaciones implementadas en el año 2022

El tiempo de recuperación se correlaciona con el tiempo de la degradación del sistema, el ingreso de la Reserva Rápida RRa y el cierre de la interconexión

de 400 kV de Guatemala y México para el año 2022 los cuales se muestran en la figura 6.

Figura 6.

Relación tiempos de maniobras realizadas en 2022



Nota. Gráfica de línea apilada con marcadores donde se muestran la relación de los tiempos de los diferentes eventos ocurridos en el año 2022. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

En la figura 6 se describe gráficamente la relación de las maniobras implementadas durante las contingencias de baja frecuencia ocurridas en el año 2022 con respecto a la duración de los eventos. Haciendo un análisis de correlación múltiple se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 13.

Estadística de regresión de los eventos del año 2022.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0.09471987
Coeficiente de determinación R ²	0.00897185
R ² ajustado	-0.1326036

Continuación tabla 13.

Estadísticas de la regresión	
Error típico	48.5924753
Observaciones	17

Nota: Descripción de la relación entre las maniobras realizadas y el tiempo de recuperación de una contingencia que activa el esquema de protección de desconexión automática de carga por baja frecuencia del 2022. Elaboración propia realizado con Excel.

4.3.4. Estimación del área resiliente trapezoidal de los eventos ocurridos en el año 2022

Para el cálculo del área resiliente que representa la cantidad de degradación del sistema se integran las curvas obtenidas en cada uno de los tiempos del desarrollo del evento, estas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 14.

Desarrollo de una contingencia hasta un estado restaurado

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
5/01/2022	-25.05	50.11	1.41	92,363.90
12/01/2022	-0.76	31.14	-0.27	123,070.00
1/03/2022	-1.28	47.54	0.43	94,524.40
7/03/2022	-1.03	48.36	1.09	198,646.00
15/03/2022	-1.16	47.74	-1.66	98,075.90
30/03/2022	-15.70	47.11	1.40	102,459.00
4/04/2022	-2.18	47.95	197.85	52,446.60
6/04/2022	-0.69	38.50	0.81	589,447.00
23/04/2022	-38.94	38.94	-1.85	46,912.50
18/05/2022	-23.04	368.65	52.49	93,583.50
27/05/2022	-12.36	692.24	13.53	339,331.00

Continuación tabla 14.

Fecha	Pendiente de degradación	Degradación del nivel de resiliencia	Pendiente de restauración	Área resiliente
4/08/2022	-2.19	105.00	1.80	213,601.00
31/08/2022	-1.20	45.53	4.55	97,539.00
25/10/2022	-2.38	126.00	2.50	199,748.00
28/10/2022	-3.90	46.84	1.78	95,785.00
15/11/2022	-1.40	46.28	3.53	98,121.10
28/11/2022	-8.33	225.00	4.46	263,561.00

Nota. Detalle de las ecuaciones de las curvas de la ocurrencia de un evento de baja frecuencia en las fechas del año 2022. Elaboración propia, realizado con Excel.

La tabla anterior muestra las diferentes curvas de los niveles de resiliencia además se muestra la integración del área bajo la curva que se forma con cada una de estas durante las desconexiones automáticas de carga por baja frecuencia ocurridas en el 2022.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Es importante mencionar que los datos presentados en los informes del PosDespacho están sujetos a revisión esto significa que no se deben considerar como información definitiva; por consiguiente, durante el desarrollo de esta investigación se obtuvieron resultados que dan respuesta a los objetivos planteados, a continuación, se discutirán los resultados obtenidos anteriormente.

5.1. Identificación de eventos de desconexión automática en el periodo del 2020 al 2022

La información fue recolectada a través de las consultas realizadas en los informes del PosDespacho en el periodo del 2020 al 2022, estos son descargados de la página del Administrador del Mercado Mayorista AMM de los resultados de la operación diaria.

Durante la recolección de la información, se logró determinar que causas influyen en el desarrollo de contingencias de este tipo siendo principalmente pérdidas de generación o disparos de línea en el Sistema Eléctrico Regional SER y en el menor de los casos son originados por eventos en el Sistema Nacional Interconectado SNI de Guatemala.

Para el año 2020 se localizaron 13 contingencias, en el año 2021 se mantuvo el número de contingencias del año anterior y para el año 2022 incrementaron a 17 contingencias en las que fueron necesarias regular carga a través de la desconexión de carga automática por baja frecuencia.

Durante el periodo de análisis se detectó que en el mes de agosto se presenta la mayor cantidad de contingencias a pesar del periodo seco o canícula, seguido por el mes de marzo y en los meses que no se presentó ninguna contingencia fue en febrero y diciembre.

5.2. Cantidad de carga afectada y tiempo de ocurrencia de los eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia

Se identificó que en el 76.74 % de las contingencias actuó la primera etapa, en el 11.62 % de las contingencias actuaron la segunda etapa, en el 6.97 % de las contingencias actuó la tercera etapa y solo en el 2.32 % de las contingencias actuó la cuarta y sexta etapa del esquema de protección de carga por baja frecuencia.

En cuestiones de requerimientos de desconexión de carga para la regulación de frecuencia de la primera etapa se afecta entre 2 % y 6 % de la carga despachada mientras que para una regulación de frecuencia hasta la sexta etapa se afecta el 44 % de la demanda total del Sistema Nacional Interconectado SNI en el momento de la falla.

La falla con una mayor duración en el periodo de estudio fue 06 de abril del 2022 por la pérdida de generación en el sistema eléctrico de Panamá que derivó en el disparo de la interconexión de los brillantes Guatemala México con una duración de 388 minutos equivalente a 6 horas con 28 minutos seguido del 27 de mayo del 2022 la cual tuvo una duración de 190 minutos equivalente a 3 horas con 10 minutos la cual fue originada por un disparo de línea de transmisión ocasionando la desviación en la frecuencia e intercambios con México y el Sistema Eléctrico Regional SER, esto a su vez provocó el disparo de las tres líneas de interconexión de Guatemala y el Sistema Eléctrico Regional SER para

este evento actuó la sexta etapa del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia y se desconectaron 692.24 MW de carga de un total de 1556 MW que se estaban despachando y la pérdida de 318 MW de generación. El menor tiempo fue de 7 minutos con ocurrencia el 12 de octubre del 2020 en el cual actuó la primera etapa del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF.

5.3. Relación del tiempo de recuperación y las operaciones implementadas durante un evento de desconexión automática de carga

Para relacionar los tiempos fue necesario realizar una base de datos de los tiempos de cada una de las operaciones implementadas durante una contingencia en la cual se regulo carga bajo el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF.

Al realizar la correlación en los tiempos de recuperación y los tiempos de las operaciones implementadas durante un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia se observa que para el 2020 existe una correlación del +0.49 lo que indica una relación regular, para el año 2021 el coeficiente de correlación múltiple es de +0.96 que indica una excelente relación y para el año 2022 fue de +0.09 lo que indica una mala relación. En el año 2022 se observa un incremento de las contingencias con mayores efectos en el Sistema Nacional Interconectado y que afectaron mayormente las interconexiones con el Sistema Eléctrico Regional SER sin embargo las acciones para la recuperación de la carga afectada en cuanto al ingreso de generación Reserva Rápida RRa fueron más rápidas que en años anteriores.

5.4. Estimación del área resiliente trapezoidal como indicativo de la degradación de la resiliencia en las fases y evolución del tiempo

Para estimar el área resiliente trapezoidal que pretende dar respuesta al objetivo general se analizó principalmente los tiempos del desarrollo de la contingencia y el comportamiento de la carga, si bien es cierto los eventos más críticos en los cuales actuó la sexta etapa del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF representan un mayor impacto al Sistema Nacional Interconectado en cuanto a la carga desconectada, el área resiliente operacional se centra en los eventos con efectos importantes durante las fases del desarrollo de una contingencia.

En ese sentido el evento con una mayor área resiliente como indicativo de la degradación del sistema fue el evento ocurrido el 06/04/2022 en el que actuó la primera etapa del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF que afectó 38.5 MW de carga, con una duración de 6 horas con 28 minutos que desde el punto de vista de resiliencia operacional el efecto tuvo un alto impacto debido a la poca capacidad de respuesta y la recuperación de la operación del sistema al ser un evento en el que se permaneció más tiempo en estado degradado.

5.5. Acciones preventivas y de mitigación para minimizar los tiempos de respuesta de la recuperación del sistema nacional interconectado de Guatemala ante una desconexión automática de carga por baja frecuencia

Anteriormente se verificó que la mayoría de las contingencias que activan los esquemas de protección de desconexión automática de carga por baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado durante el periodo analizado han

tenido origen en el sistema eléctrico regional, además se puede ver como durante el último año analizado se han incrementado los eventos que han causado mayores impactos desde el punto de vista de la resiliencia operacional; ante esto se deben tomar acciones en cuanto a minimizar los tiempos de respuesta de la recuperación del sistema y la coordinación de la actuación de las protecciones a nivel regional tal que se garantice la seguridad operacional de la red.

CONCLUSIONES

1. Se identificaron los eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia del periodo del 2020 al 2022, de los cuales 92.5 % fueron originados por contingencias en el Sistema Eléctrico Regional SER y 7.5 % originados por fallas en el Sistema Nacional Interconectado SNI.
2. Los requerimientos de la desconexión de carga para la preservación del sistema que forman del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia EDACBF son acorde a la NCO 4; en promedio el tiempo de recuperación de una falla es de 32 minutos durante el periodo de estudio.
3. Para el año 2022 se tuvieron eventos de mayor magnitud en tiempo y carga que afectaron mayormente las interconexiones del Sistema Nacional Interconectado SNI con el Mercado Eléctrico Regional MER, sin embargo, se mejoró la coordinación del ingreso de los servicios complementarios de Reserva Rápida RRa.
4. El análisis propuesto de resiliencia operacional centra su atención en la baja respuesta del sistema para reponerse ante una contingencia y no en la cantidad de carga desconectada.

RECOMENDACIONES

1. Sugerir al Administrador del Mercado Mayorista AMM incluir dentro de los informes estadísticos un histórico de eventos de desconexión automática de carga por baja frecuencia anual para fomentar a investigadores en general realizar estudios de seguridad energética asociados a este tipo de fallas.
2. Realizar un estudio anual de mejora y optimización de la coordinación de protecciones de la red de transmisión eléctrica regional en función del crecimiento de los sistemas eléctricos de cada país que lo conforma, con la finalidad de contar con respuestas operativas más confiables y selectivas al momento de una falla de este tipo, además incentivar y promover inversiones en la red de transmisión que permitan reforzar el sistema manteniendo la capacidad y continuidad operativa para evitar pérdidas parciales o totales del Sistema Nacional Interconectado SNI.
3. Motivar a las universidades en general, realizar análisis de resiliencia energética que sean parte de las estrategias de mejora de sistemas de potencia en función de la aplicación de nuevas tecnologías y energías renovables dado que a nivel mundial es un tema que está cobrando mayor relevancia.
4. Profundizar en el tema de las desconexiones automáticas de cargas por baja frecuencia a nivel regional, incluir dentro de los análisis los informes de los intercambios de potencia y las desconexiones de Guatemala-México con información de acceso público del CENACE.

REFERENCIAS

- Bocco, M. (2010). *Funciones elementales para construir modelos matemáticos*. Buenos aires: Instituto Nacional de Educación Tecnológica. <http://www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL001843.pdf>
- Böschen S, B. C. (2017). Resilienzkonstruktionen: Divergenz und Konvergenz von Theoriemodellen – Eine konzeptionell- empirische analyse,. *GAIA Ecol Perspect Sci Soc*, 216-224. <https://doi.org/10.14512/gaia.26.S1.9>
- Cárdenas, L. A. (2021). Resiliencia y vulnerabilidad de sistemas eléctricos. *Encuentro Internacional De Educación En Ingeniería*, 1-11. <https://doi.org/10.26507/ponencia.1692>
- Carrington, N. M. (2020). Extracting Resilience Statistics from Utility Data in Distribution Grids. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281596>
- Cruz, F. (2018). *Propuesta de la operación de esquema de acción remedial por baja frecuencia en un sistema eléctrico de potencia*. México: Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. <https://hdl.handle.net/20.500.12371/930>
- Dai, Y. P. (2022). Risk assessment of cascading failures in power systems with increasing wind penetration. *Electric Power Systems Research*, 1-9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108392>

- Jesse, B. U. (2019). Adaptig the theory of resilience to energy systems: a review and outlook. *Energy, Sustainabilty and Society*, 1-20.
<https://doi.org/10.1186/s13705-019-0210-7>
- Ledesma, P. (2020). *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid. <http://hdl.handle.net/10016/31518>
- Novales, A. (2010). *Análisis de regresión*. Madrid: Universidad Complutense.
<https://www.ucm.es/data/cont/docs/518-2013-11-13-Analisis%20de%20Regresion.pdf>
- Paredes, L. S. (abril de 2020). Resiliencia de los sistemas eléctricos. *Revista colegio de ingenieros eléctricos y electrónicos de Pichincha*, p. 51.
- Umunnakwe, A. H. (2021). Quantitative analysis of power systems resilience: Standardization, categorizations, and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews,,* 1-22.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111252>
- Villalba, I. (2021). *studio de estabilidad de la frecuencia para una red eléctrica débil ante la integración de energía de energía undimotriz en un sistema*. España: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.
<http://hdl.handle.net/10553/111019>
- Villamarín, A. H. (2021). Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos. *Revista Técnica “Energía”*, [18-28. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440](https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440)

- Vugrin, E. C.-M. (2017). Resilience Metrics for the Electric Power System: A Performance-Based approach. *Sandia National Laboratories*, 1-49. <https://doi.org/10.2172/1367499>
- Xu, Y. L.-C. (2018). Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System. *IEEE Transactions on Smart Grid*,, 426-437. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2591531>

APÉNDICES

A continuación, se muestran las ecuaciones utilizadas para calcular cada una de las curvas de resiliencia de los años de estudio.

Apéndice 1.

Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la resiliencia operacional del año 2020

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
28/04/2020	$y = -5.50x + 1,441.50$ para $0 \leq x \leq 6$	$y = 1408.5$ para $6 \leq x \leq 23$	$y = 0.32x + 1,403.03$ para $23 \leq x \leq 60$
16/05/2020	$y = -0.96x + 1,054.20$ para $0 \leq x \leq 48$	$y = 1007.97$ para $48 \leq x \leq 59$	$y = 77.03x + 160.64$ para $59 \leq x \leq 60$
25/05/2020	$y = -2.80x + 1,338.60$ para $0 \leq x \leq 20$	$y = 1282.62$ para $20 \leq x \leq 27$	$y = 34.69x + 1,039.77$ para $27 \leq x \leq 30$
23/06/2020	$y = -1.46x + 1,342.00$ para $0 \leq x \leq 32$	$y = 1295.17$ para $32 \leq x \leq 42$	$y = 5.21x + 1,243.10$ para $42 \leq x \leq 60$
30/06/2020	$y = -6.65x + 1,362.80$ para $0 \leq x \leq 7$	$y = 1316.28$ para $7 \leq x \leq 15$	$y = 3.79x + 1,285.92$ para $15 \leq x \leq 30$
1/08/2020	$y = -2.84x + 1,338.30$ para $0 \leq x \leq 14$	$y = 1298.54$ para $14 \leq x \leq 75$	$y = -0.64x + 1,337.36$ para $75 \leq x \leq 120$
5/08/2020	$y = -4.63x + 1,524.80$ para $0 \leq x \leq 10$	$y = 1478.52$ para $10 \leq x \leq 25$	$y = 9.66x + 1,333.68$ para $25 \leq x \leq 30$
17/08/2020	$y = -0.90x + 1,484.20$ para $0 \leq x \leq 58$	$y = 1431.8$ para $58 \leq x \leq 72$	$y = 0.81x + 1,420.51$ para $72 \leq x \leq 120$
27/08/2020	$y = -2.48x + 1,491.90$ para $0 \leq x \leq 35$	$y = 1405.24$ para $35 \leq x \leq 60$	$y = -6.21x + 1,560.37$ para $60 \leq x \leq 68$
28/09/2020	$y = -6.67x + 1,515.40$ para $0 \leq x \leq 13$	$y = 1428.74$ para $13 \leq x \leq 23$	$y = 11.04x + 1,318.37$ para $23 \leq x \leq 30$
6/10/2020	$y = -1.18x + 1,500.70$ para $0 \leq x \leq 39$	$y = 1454.87$ para $39 \leq x \leq 48$	$y = 4.35x + 1,415.70$ para $48 \leq x \leq 60$

Continuación apéndice 1.

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
12/10/2020	$y = -3.37x + 1,576.80$ para $0 \leq x \leq 12$	$y = 1536.31$ para $12 \leq x \leq 18$	$y = 0.58x + 1,532.81$ para $18 \leq x \leq 50$
12/10/2020	$y = -20.48x + 1,555.00$ para $0 \leq x \leq 2$	$y = 1514.04$ para $2 \leq x \leq 9$	$y = 1.42x + 1,504.09$ para $9 \leq x \leq 40$

Nota. Diferentes curvas que modelan el comportamiento del sistema antes durante y después de un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2020. Elaboración propia, realizado con Excel.

Apéndice 2.

Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la resiliencia operacional del año 2021

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
15/03/2021	$y = -0.68x + 1,580.60$ para $0 \leq x \leq 57$	$y = 1541.81$ p ara $57 \leq x \leq 67$	$y = 0.64x + 1,535.42$ para $67 \leq x \leq 120$
24/03/2021	$y = -1.93x + 1,344.50$ para $0 \leq x \leq 18$	$y = 1309.84$ para $18 \leq x \leq 28$	$y = 5.34x + 1,256.42$ para $28 \leq x \leq 60$
28/03/2021	$y = -0.66x + 1,377.80$ para $0 \leq x \leq 58$	$y = 1339.3$ para $58 \leq x \leq 75$	$y = -0.49x + 1,347.57$ para $75 \leq x \leq 90$
30/04/2021	$y = -3.68x + 1,683.70$ para $0 \leq x \leq 43$	$y = 1525.46$ para $43 \leq x \leq 90$	$y = 1.87x + 1,437.66$ para $90 \leq x \leq 120$
9/06/2021	$y = -58.81x + 1,606.80$ para $0 \leq x \leq 3$	$y = 1430.36$ para $3 \leq x \leq 22$	$y = 20.38x + 1,043.14$ para $22 \leq x \leq 30$
7/07/2021	$y = -8.31x + 1,622.60$ para $0 \leq x \leq 30$	$y = 1373.19$ para $30 \leq x \leq 50$	$y = 3.63x + 1,300.59$ para $50 \leq x \leq 90$
7/07/2021	$y = -34.35x + 1,553.80$ para $0 \leq x \leq 2$	$y = 1485.1$ para $2 \leq x \leq 12$	$y = 0.14x + 1,483.66$ para $12 \leq x \leq 60$
29/08/2021	$y = -1.92x + 1,312.20$ para $0 \leq x \leq 45$	$y = 1225.9$ para $45 \leq x \leq 56$	$y = 4.50x + 1,176.40$ para $56 \leq x \leq 60$
7/09/2021	$y = -10.38x + 1,714.70$ para $0 \leq x \leq 4$	$y = 1673.18$ para $4 \leq x \leq 28$	$y = -15.79x + 2,052.14$ para $28 \leq x \leq 30$
1/11/2021	$y = -1.80x + 1,168.60$ para $0 \leq x \leq 21$	$y = 1130.83$ para $21 \leq x \leq 39$	$y = 4.38x + 1,051.91$ para $39 \leq x \leq 60$
5/11/2021	$y = -0.96x + 1,631.80$ para $0 \leq x \leq 41$	$y = 1592.48$ para $41 \leq x \leq 52$	$y = -5.84x + 1,656.67$ para $52 \leq x \leq 60$

Continuación apéndice 2.

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
12/11/2021	$y = -18.18x + 1,559.30$ para $0 \leq x \leq 2$	$y = 1522.93$ para $2 \leq x \leq 16$	$y = -0.04x + 1,523.48$ para $16 \leq x \leq 60$
17/11/2021	$y = -3.37x + 1,597.60$ para $0 \leq x \leq 24$	$y = 1516.76$ para $24 \leq x \leq 49$	$y = -0.57x + 1,530.99$ para $49 \leq x \leq 60$

Nota. Diferentes curvas que modelan el comportamiento del sistema antes durante y después de un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia en el año 2021. Elaboración propia, realizado con Excel.

Apéndice 3.

Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la resiliencia operacional del año 2022

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
5/01/2022	$y = -25.05x + 1,570.80$ para $0 \leq x \leq 2$	$y = 1520.69$ para $2 \leq x \leq 23$	$y = 1.41x + 1,491.00$ para $23 \leq x \leq 60$
12/01/2022	$y = -0.76x + 1,059.60$ para $0 \leq x \leq 41$	$y = 1028.46$ para $41 \leq x \leq 66$	$y = -0.27x + 1,035.15$ para $66 \leq x \leq 120$
1/03/2022	$y = -1.28x + 1,604.20$ para $0 \leq x \leq 37$	$y = 1556.66$ para $37 \leq x \leq 47$	$y = 0.43x + 1,552.32$ para $47 \leq x \leq 60$
7/03/2022	$y = -1.03x + 1,658.10$ para $0 \leq x \leq 47$	$y = 1609.74$ para $47 \leq x \leq 66$	$y = 1.09x + 1,589.10$ para $66 \leq x \leq 120$
15/03/2022	$y = -1.16x + 1,670.80$ para $0 \leq x \leq 41$	$y = 1623.06$ para $41 \leq x \leq 56$	$y = -1.66x + 1,648.04$ para $56 \leq x \leq 60$
30/03/2022	$y = -15.70x + 1,736.80$ para $0 \leq x \leq 3$	$y = 1689.69$ para $3 \leq x \leq 25$	$y = 1.40x + 1,658.82$ para $25 \leq x \leq 60$
4/04/2022	$y = -2.18x + 1,630.20$ para $0 \leq x \leq 22$	$y = 1582.25$ para $22 \leq x \leq 29$	$y = 197.85x + 197.30$ para $29 \leq x \leq 30$
6/04/2022	$y = -0.69x + 1,172.10$ para $0 \leq x \leq 56$	$y = 1133.6$ para $56 \leq x \leq 444$	$y = 16.62x + 5,315.82$ para $444 \leq x \leq 480$
23/04/2022	$y = -38.94x + 1,604.50$ para $0 \leq x \leq 1$	$y = 1565.56$ para $1 \leq x \leq 22$	$y = -1.85x + 1,604.31$ para $22 \leq x \leq 30$
18/05/2022	$y = -23.04x + 1,759.80$ para $0 \leq x \leq 16$	$y = 1391.15$ para $16 \leq x \leq 53$	$y = 52.49x + 551.09$ para $53 \leq x \leq 60$
27/05/2022	$y = -12.36x + 1,556.60$ para $0 \leq x \leq 56$	$y = 864.36$ para $56 \leq x \leq 246$	$y = 13.53x + 1,706.41$ para $246 \leq x \leq 300$

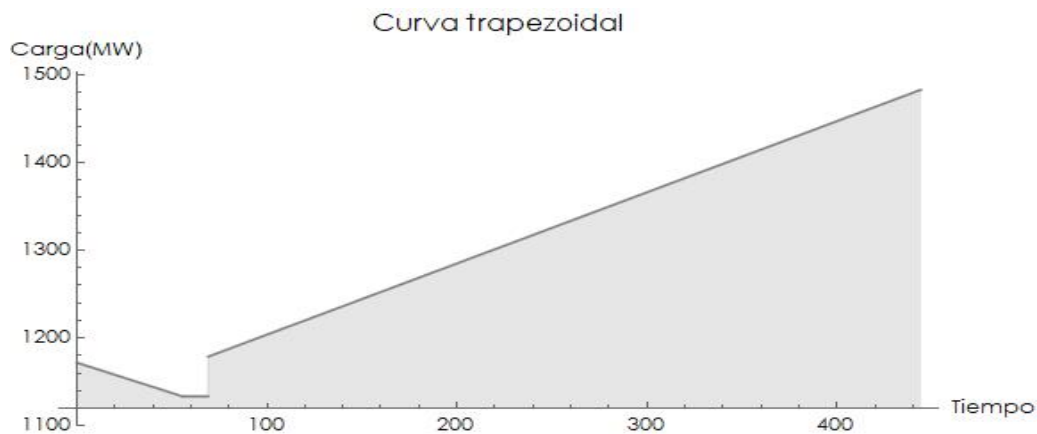
Continuación apéndice 3.

Fecha	Curva 1	Curva 2	Curva 3
4/08/2022	$y = -2.19x + 1,672.23$ para $0 \leq x \leq 48$	$y = 1567.23$ para $48 \leq x \leq 70$	$y = 1.80x + 1,527.65$ para $70 \leq x \leq 120$
31/08/2022	$y = -1.20x + 1,638.10$ para $0 \leq x \leq 38$	$y = 1592.57$ para $38 \leq x \leq 54$	$y = 4.55x + 1,519.74$ para $54 \leq x \leq 60$
25/10/2022	$y = -2.38x + 1,705.80$ para $0 \leq x \leq 53$	$y = 1579.8$ para $53 \leq x \leq 82$	$y = 2.50x + 1,507.38$ para $82 \leq x \leq 120$
28/10/2022	$y = -3.90x + 1,612.00$ para $0 \leq x \leq 12$	$y = 1565.16$ para $12 \leq x \leq 28$	$y = 1.78x + 1,536.69$ para $28 \leq x \leq 60$
15/11/2022	$y = -1.40x + 1,638.70$ para $0 \leq x \leq 33$	$y = 1592.42$ para $33 \leq x \leq 47$	$y = 3.53x + 1,543.01$ para $47 \leq x \leq 60$
28/11/2022	$y = -8.33x + 1,609.80$ para $0 \leq x \leq 27$	$y = 1384.8$ para $27 \leq x \leq 131$	$y = 4.46x + 921.04$ para $131 \leq x \leq 180$

Nota. Curvas que modelan el comportamiento del sistema antes durante y después de un evento en el año 2022. Elaboración propia, realizado con Excel.

Apéndice 4.

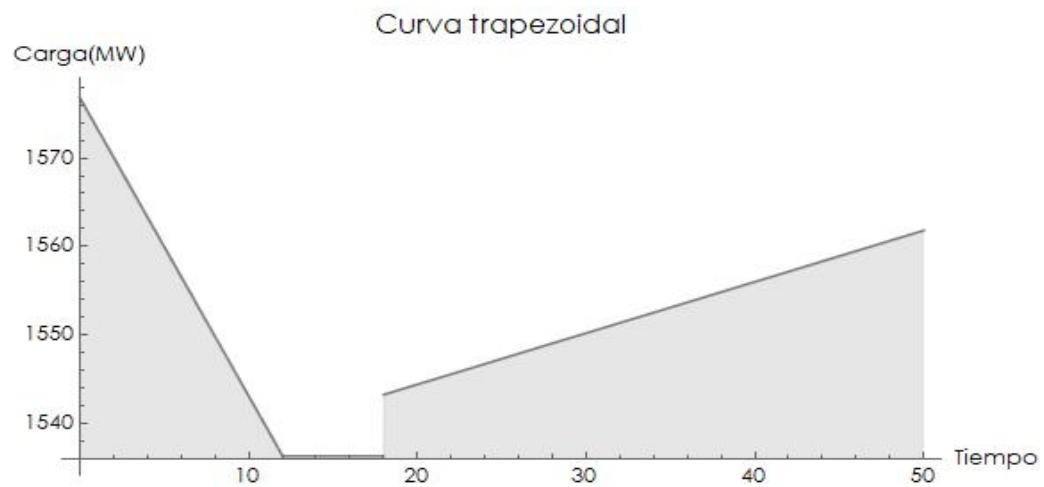
Curva trapezoidal del evento con mayor duración en el SNI



Nota. Curva trapezoidal que modela el comportamiento del sistema antes durante y después de un evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia del 06 de abril del 2022. Elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica la versión 10.4.

Apéndice 5.

Curva trapezoidal del evento con menor duración en el SNI



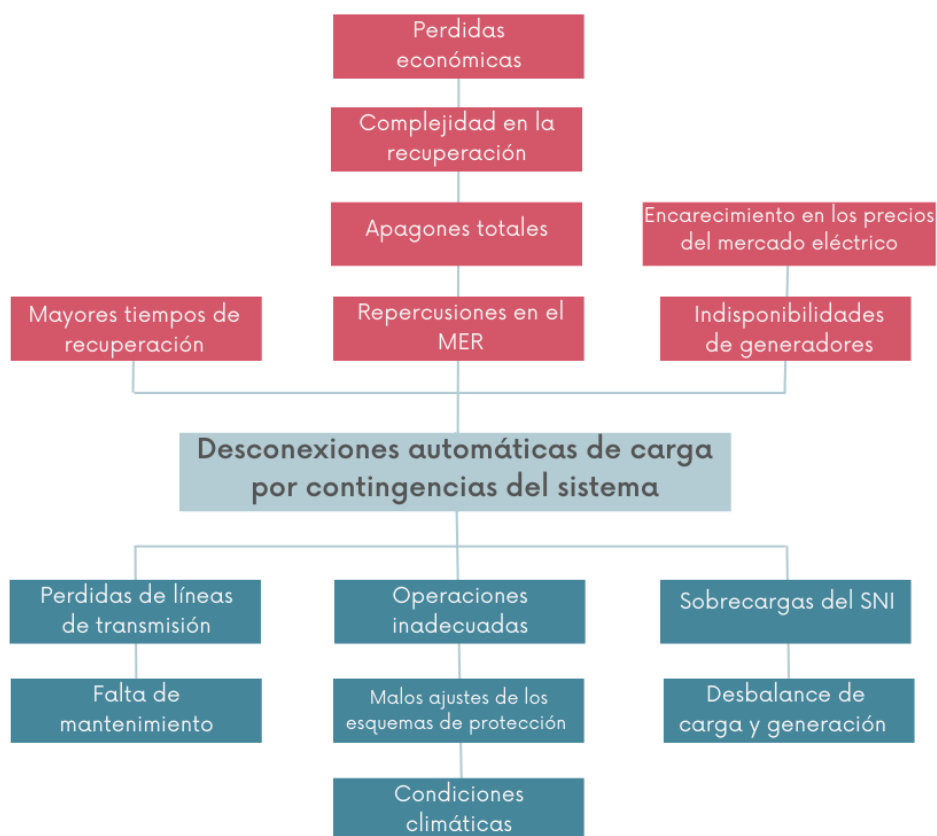
Nota. Curva trapezoidal que modela el comportamiento del sistema antes durante y después del evento de desconexión automática de carga por baja frecuencia del 12 de octubre del 2020. Elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica la versión 10.4.

ANEXOS

A continuación, se muestra el árbol de problemas del presente estudio de investigación.

Anexo 1.

Árbol de problemas



Nota. Árbol de problemas de las desconexiones automáticas de carga por contingencias del sistema. Elaboración propia, realizado con Canva.

